

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

**Anna Giuglia Menechelli Moraco**

**Controle Adaptativo para Melhoria do Desempenho de  
Geradores Eólicos Durante Transitórios de Ilhamento**

**São Carlos**

**2020**



**Anna Giuglia Menechelli Moraco**

**Controle Adaptativo para Melhoria do Desempenho de Geradores Eólicos Durante Transitórios de Ilhamento**

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Doutora em Ciências - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:  
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:  
Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos

**Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.**

**São Carlos  
2020**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da  
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

MM827c	<p>Moraco, Anna Giuglia Menechelli Controle adaptativo para melhoria do desempenho de geradores eólicos durante transitórios de ilhamento / Anna Giuglia Menechelli Moraco; orientador Rodrigo Andrade Ramos. São Carlos, 2020.</p> <p>Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2020.</p> <p>1. Sistemas ilhados. 2. Ilhamento. 3. Suporte de frequência. 4. Inércia sintética. 5. Gerador de indução duplamente alimentado. 6. Controle adaptativo. I. Título.</p>
--------	---

## FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **ANNA GIUGLIA MENECELLI MORACO**.

Título da tese: "Controle adaptativo para melhoria do desempenho de geradores eólicos durante transitórios de ilhamento".

Data da defesa: 20/03/2020

### Comissão Julgadora:

### Resultado:

Prof. Associado **Rodrigo Andrade Ramos**  
**(Orientador)**  
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADA

Profa. Dra. **Ahda Pionkoski Grilo Pavani**  
(Universidade Federal do ABC/UFABC)

APROVADA

Prof. Dr. **Rôman Kuiava**  
(Universidade Federal do Paraná/UFPR)

APROVADA

Prof. Dr. **Romeu Reginatto**  
(Universidade Estadual do Oeste do Paraná/UNIOESTE)

APROVADA

Prof. Dr. **Luciano Sales Barros**  
(Universidade Federal do Rio Grande do Norte/UFRN)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:  
Prof. Titular **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:  
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

*Aos meus amados pais Dinis e Ana Marcia.*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Dr. Rodrigo Andrade Ramos pela oportunidade, orientação, dedicação e por todo conhecimento compartilhado sem os quais não seria possível a realização deste trabalho, reforçado pela amizade e respeito firmados ao longo destes anos.

À professora Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani pelas suas preciosas contribuições que se tornaram imprescindíveis para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amados pais Dinis e Ana Marcia por todo carinho, paciência e suporte nos momentos difíceis e por terem me proporcionado toda a base necessária para que eu pudesse me tornar a pessoa que sou hoje e ter condições para conquistar este título.

Ao meu namorado Rodrigo Mendes pela simples presença em minha vida, apoio e companhia durante todos estes anos de pós-graduação.

Aos queridos amigos que tive a alegria de conhecer durante todo este período em São Carlos, pela companhia e apoio, Marley, Murilo, Massa, Cuca, Fabi, Domingos, Bruna, Josi, Mariana, Tati, Edson, Guilherme, Suetake, Thales, Stefan, Marcelo, Carlos, William, Paulo, Allan, Celton, Geyverson, Mateus e todos os demais que cruzaram meu caminho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) pelo suporte financeiro, código de financiamento 001.

À Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos e Departamento de Engenharia Elétrica.



“A persistência é o menor caminho do êxito.”  
Charles Chaplin



## RESUMO

Moraco, Anna G. M. **Controle Adaptativo para Melhoria do Desempenho de Geradores Eólicos Durante Transitórios de Ilhamento**. 2020. 158p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

A energia eólica é amplamente utilizada em sistemas de distribuição, assim como os geradores síncronos distribuídos. No caso de perda da rede principal, especialmente em áreas remotas, é conveniente que esses geradores possam operar no modo de ilhado, fornecendo energia às cargas para melhorar a confiabilidade do sistema. Nesta situação, o sistema ilhado geralmente apresenta um alto nível de penetração da energia eólica e, devido à baixa inércia equivalente do sistema, o mesmo pode enfrentar grandes desvios de frequência quando sujeito a um distúrbio, tal como a transição do modo conectado para o modo ilhado, em eventos de ilhamento não planejados. Nesses casos, o uso de inércia sintética no gerador eólico pode melhorar consideravelmente a resposta de frequência. No entanto, a contribuição deve ser ajustada adequadamente de acordo com a magnitude da perturbação e com a energia cinética disponível na turbina eólica. Nesta tese, propõe-se uma abordagem de escalonamento de ganho para adaptar o ganho de inércia sintética de uma turbina eólica baseada em um gerador de indução duplamente alimentado para evitar violações de frequência durante a transição de operação conectada à rede para operação ilhada em uma parte de um sistema de distribuição composto por uma fazenda eólica e um gerador síncrono. A principal contribuição deste trabalho é a abordagem adaptativa proposta, simples e eficaz para a finalidade pretendida (dois recursos que são altamente valorizados pela indústria), além de levar em conta na etapa de projeto, requisitos específicos de resposta dinâmica. A abordagem é validada pela simulação de vários casos e os resultados mostram que o uso do esquema proposto fornece um suporte de frequência adequado por parte do aerogerador de forma a evitar a violação do limite de frequência adotado.

**Palavras-chave:** Sistemas ilhados. Ilhamento. Suporte de frequência. Inércia sintética. Gerador de indução duplamente alimentado. Controle adaptativo.



## ABSTRACT

Moraco, Anna G. M. **Adaptive Control for Performance Improvement of Wind Turbine Generators During Islanding Transients**. 2020. 158p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

Wind power is widely used in distribution systems, as well as distributed synchronous generators. In the event of loss of the main grid, especially in remote areas, it is convenient that these generators can operate in islanded mode supplying the loads to improve the system reliability. In this situation, the islanded system usually presents a high wind power penetration level and, due to the low system equivalent inertia, they may face large frequency deviations when subjected to disturbances, such as the transition from connected to islanded mode, in unplanned islanding events. In these cases, the use of synthetic inertia in the wind generator can considerably improve the frequency response. However, the contribution must be properly adjusted according to the disturbance magnitude and to the kinetic energy available in the wind turbine. In this work, a gain scheduling approach is proposed to adapt the synthetic inertia gain of a doubly-fed induction generator based wind turbine for avoiding frequency violations during the transition from grid-connected to islanded operation of part of a distribution system composed of synchronous generator and wind turbine generator. The main contribution of this work is the proposed adaptive approach, which is simple and effective for its intended purpose (two features that are highly valued by the industry), as well as taking into account at the design stage specific dynamic response requirement. The approach is validated by simulation of several cases and the results show that the use of the proposed scheme provides a suitable frequency support from the wind turbine generator to avoid frequency limit violation.

**Keywords:** Islanded systems. Islanding. Frequency support. Synthetic inertia. Doubly-fed induction generator. Adaptive control.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Principais componentes de uma turbina eólica . . . . .	37
Figura 2 – Turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical . . . . .	38
Figura 3 – Tipo A - Turbina eólica de velocidade fixa com GIGE . . . . .	41
Figura 4 – Tipo B - Turbina eólica de velocidade variável com GIRB . . . . .	41
Figura 5 – Tipo C - Turbina eólica de velocidade variável com GIDA . . . . .	43
Figura 6 – Tipo D - Turbina eólica de velocidade variável com conversor de capacidade total . . . . .	44
Figura 7 – Diagrama de blocos simplificado do controle da turbina eólica de velocidade variável com GIDA . . . . .	45
Figura 8 – Coeficiente de desempenho da turbina eólica segundo Sloomweg et al. (2003) . . . . .	48
Figura 9 – Potência mecânica da turbina em função da velocidade do vento . . . . .	48
Figura 10 – Curva $P \times \omega$ para extração da máxima potência (MPPT) . . . . .	50
Figura 11 – Diagrama de Controle do Ângulo de Passo. . . . .	51
Figura 12 – Diagrama de Controle do Ângulo de Passo em Malha Aberta. . . . .	52
Figura 13 – Estrutura do trem de acionamento de uma turbina eólica . . . . .	53
Figura 14 – Configuração típica de um gerador de indução duplamente alimentado . . . . .	55
Figura 15 – Relação de potências no GIDA . . . . .	57
Figura 16 – Circuitos do estator e rotor da máquina de indução . . . . .	58
Figura 17 – Circuito elétrico do modelo dq de um GIDA em coordenadas síncronas . . . . .	61
Figura 18 – Circuito equivalente transitório da máquina de indução . . . . .	65
Figura 19 – Modelo dinâmico do GIDA no ANATEM . . . . .	66
Figura 20 – Circuito representativo do conversor <i>back-to-back</i> . . . . .	67
Figura 21 – Representação do conversor <i>Back-to-Back</i> e Elo CC . . . . .	68
Figura 22 – Elo corrente contínua entre os conversores . . . . .	69
Figura 23 – Circuito simplificado equivalente monofásico da conexão entre o conversor e a rede . . . . .	70
Figura 24 – Eixo de referência para o controle do conversor do lado da rede . . . . .	72
Figura 25 – Diagrama de controle do conversor do lado da rede . . . . .	74
Figura 26 – Eixo de referência para o controle do conversor do lado do gerador . . . . .	74
Figura 27 – Cálculo das correntes de referência para controle do conversor do lado do gerador . . . . .	76
Figura 28 – Diagrama de controle do conversor do lado do gerador . . . . .	77
Figura 29 – Controle da razão de velocidade ótima para MPPT . . . . .	79
Figura 30 – Controle da máxima potência com o perfil de potência da turbina . . . . .	80
Figura 31 – MPPT com controle do torque ótimo . . . . .	81

Figura 32 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição com GD . . . . .	87
Figura 33 – Resposta dinâmica geral da frequência em um sistema elétrico de potência	90
Figura 34 – Requisito técnico mínimo para suporte de frequência da central geradora eólica (ONS, 2019) . . . . .	95
Figura 35 – Diagrama de blocos do controle de potência ativa do gerador eólico . . .	96
Figura 36 – Diagrama de blocos de um sistema com <i>Gain Scheduling</i> . . . . .	100
Figura 37 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição com GD genérico . . .	102
Figura 38 – Relação energia cinética-velocidade de um modelo de GIDA . . . . .	104
Figura 39 – Diagrama de blocos da lei de adaptação . . . . .	106
Figura 40 – Diagrama unifilar do sistema teste . . . . .	109
Figura 41 – Estrutura de suporte temporário de frequência baseado na emulação da inércia sintética . . . . .	112
Figura 42 – Impacto do Suporte de frequência temporário do GIDA e da variação do ganho do controlador. . . . .	112
Figura 43 – Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 1 - GIDA com 10MW .	116
Figura 44 – Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 2 - GIDA com 13,5MW	116
Figura 45 – Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 3 - GIDA com 17MW .	117
Figura 46 – Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 4 - GIDA com 20MW .	117
Figura 47 – Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 5 - GIDA com 25MW .	118
Figura 48 – Interpolação dos ganhos ajustados para os cenários selecionados . . . .	118
Figura 49 – Superfície ajustada para cálculo do ganho adaptativo . . . . .	120
Figura 50 – Nadir de Frequência para os Casos Simulados . . . . .	121
Figura 51 – Resposta dinâmica da frequência para os casos violados . . . . .	121
Figura 52 – Variáveis de interesse do Caso #1 . . . . .	123
Figura 53 – Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #1 . . . . .	124
Figura 54 – Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #1 . . . . .	125
Figura 55 – Simulações Caso #2 . . . . .	126
Figura 56 – Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #2 . . . . .	127
Figura 57 – Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #2 . . . . .	128
Figura 58 – Simulações Caso #14 . . . . .	129
Figura 59 – Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #14 . . . . .	130
Figura 60 – Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #14 . . . . .	131
Figura 61 – Simulações Caso #25 . . . . .	132

Figura 62 – Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #25 . . . . .	133
Figura 63 – Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #25 . . . . .	134
Figura 64 – Estratégia de Controle de Potência Reativa do GIDA . . . . .	149
Figura 65 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #1 a #12 . . . . .	153
Figura 66 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #13 a #24 . . . . .	155
Figura 67 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #25 a #36 . . . . .	155
Figura 68 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #37 a #48 . . . . .	156
Figura 69 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #49 a #60 . . . . .	156
Figura 70 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #61 a #72 . . . . .	157
Figura 71 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #73 a #84 . . . . .	157
Figura 72 – Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #85 a #96 . . . . .	158



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Coeficientes para o cálculo de $C_p$ . . . . .	47
Tabela 2 – Características de operação do sistema teste . . . . .	114
Tabela 3 – Ganhos ajustados para os cenários selecionados . . . . .	115
Tabela 4 – Coeficientes Polinomiais . . . . .	119
Tabela 5 – Impedâncias dos componentes da rede elétrica do sistema teste . . . . .	147
Tabela 6 – Dados do modelo do gerador de indução duplamente alimentado . . . . .	148
Tabela 7 – Parâmetros da turbina e coeficientes utilizados para o cálculo de $C_p$ . . . . .	148
Tabela 8 – Parâmetros do controlador do ângulo de passo . . . . .	149
Tabela 9 – Parâmetros do controlador do lado da rede . . . . .	149
Tabela 10 – Parâmetros do controlador do lado do gerador . . . . .	150
Tabela 11 – Casos utilizados para validação dos resultados . . . . .	154



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD	Gerador/Geração Distribuída
GSC	Gerador Síncrono Convencional
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
CLR	Conversor do Lado da Rede
CLG	Conversor do Lado do Gerador
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
GIGE	Gerador de Indução Gaiola de Esquilo
GIRB	Gerador de Indução de Rotor Bobinado
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
GSIM	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
PU	Por Unidade
PI	Proporcional Integral
MIGE	Máquina de Indução Gaiola de Esquilo
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SVM	<i>Space Vector Modulation</i>
CAG	Controle Automático de Geração
SE	Sistema de Excitação

RAT	Regulador Automático de Tensão
RV	Regulador de Velocidade
GS	<i>Gain Scheduling</i>
PID	Proporcional-Integral-Derivativo
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos

## LISTA DE SÍMBOLOS

$V_v$	Velocidade do vento ( $m/s$ )
$\rho$	Densidade do ar ( $Kg/m^3$ )
$A$	Área coberta pelas pás ( $m^2$ )
$R$	Raio das pás ( $m$ )
$P_m$	Potência mecânica extraída do vento pela turbina ( $W$ )
$C_p$	Coefficiente de potência ou de desempenho da turbina
$\lambda$	Relação de velocidade na ponta da pá
$\beta$	Ângulo de passo ( $graus$ )
$\omega_T$	Velocidade do rotor da turbina ( $rad/s$ )
$C_p^{m\acute{a}x}$	Coefficiente de potência máximo
$\lambda_{opt}$	Relação de velocidade ótica
$\beta_{m\acute{a}x}$	Ângulo de passo máximo ( $graus$ )
$\beta_{m\acute{i}n}$	Ângulo de passo mínimo ( $graus$ )
$\beta_{opt}$	Ângulo de passo ótico ( $graus$ )
$d\beta/dt_{m\acute{a}x}$	Varição máxima do ângulo de passo ( $graus/s$ )
$d\beta/dt_{m\acute{i}n}$	Varição mínima do ângulo de passo ( $graus/s$ )
$\beta_{ref}$	Ângulo de passo de referência ( $graus$ )
$P_{m\acute{a}x}$	Máxima potência admitida ou potência nominal da turbina ( $pu$ )
$P_{med}$	Potência medida/extraída pelo rotor ( $pu$ )
$J_g$	Momento de inércia do gerador ( $Kg.m^2$ )
$J_t$	Momento de inércia da turbina ( $Kg.m^2$ )
$H_g$	Constante de inércia do gerador ( $s$ )
$H_t$	Constante de inércia da turbina ( $s$ )
$H_{eq}$	Constante de inércia equivalente do sistema de eixos ( $s$ )

$D_g$	Coeficiente de fricção do gerador
$D_t$	Coeficiente de fricção da turbina
$D_m$	Coeficiente de amortecimento
$\omega_{nom}$	Velocidade angular nominal do gerador
$\xi_{nom}$	Potência nominal do gerador
$T_t$	Torque mecânico da turbina
$T_e$	Torque eletromagnético do gerador
$T_a$	Torque de aceleração
$n_s$	Velocidade síncrona ( <i>rpm</i> )
$p$	Número de pares de polos do gerador
$f_s$	Frequência da tensão trifásica ( <i>Hz</i> )
$\omega_r$	Frequência angular das tensões e correntes nos enrolamentos do rotor ( <i>rad/s</i> )
$\omega_s$	Frequência angular das tensões e correntes nos enrolamentos do estator ( <i>rad/s</i> )
$\omega_m$	Frequência do rotor ( <i>rad/s</i> )
$s$	Escorregamento da máquina
$P_s$	Potência entregue pelo estator
$P_r$	Potência bidirecional que flui pelo rotor
$v_{s,abc}$	Vetor das tensões de alimentação das fases do estator ( <i>V</i> )
$v_{s,dq}$	Vetor das tensões de alimentação dos eixos dq do estator ( <i>V</i> )
$v_{r,abc}$	Vetor das tensões de alimentação das fases do rotor ( <i>V</i> )
$v_{r,dq}$	Vetor das tensões de alimentação dos eixos dq do rotor ( <i>V</i> )
$i_{s,abc}$	Vetor de correntes de cada fase do estator ( <i>A</i> )
$i_{s,dq}$	Vetor de correntes dos eixos dq do estator ( <i>A</i> )
$i_{r,abc}$	Vetor de correntes de cada fase do rotor ( <i>A</i> )
$i_{r,dq}$	Vetor de correntes dos eixos dq do rotor ( <i>A</i> )

$\psi_{s,abc}$	Vetor de fluxos magnéticos dos enrolamentos de cada fase do estator ( $Wb$ )
$\psi_{s,dq}$	Vetor de fluxos magnéticos dos eixos dq estator ( $Wb$ )
$\psi_{r,abc}$	Vetor de fluxos magnéticos dos enrolamentos de cada fase do rotor ( $Wb$ )
$\psi_{r,dq}$	Vetor de fluxos magnéticos dos eixos dq rotor ( $Wb$ )
$R_{s,abc}$	Resistência dos enrolamentos do estator ( $\Omega$ )
$R_{r,abc}$	Resistência dos enrolamento dos rotor ( $\Omega$ )
$\theta$	Orientação angular entre os enrolamentos do estator e do rotor ( $rad$ )
$L_{ss,abc}$	Indutância própria dos enrolamentos do estator ( $H$ )
$L_{ss,dq}$	Indutância própria do estator no referencial síncrono ( $H$ )
$L_{rr,abc}$	Indutância própria dos enrolamentos do rotor ( $H$ )
$L_{rr,dq}$	Indutância própria do rotor no referencial síncrono ( $H$ )
$L_{sr,abc}$	Indutância mútua entre estator e rotor ( $H$ )
$L_{sr,dq}$	Indutância mútua entre estator e rotor no referencial síncrono ( $H$ )
$\omega_s$	Velocidade síncrona ( $rad/s$ )
$\omega_{base}$	Velocidade elétrica base ( $rad/s$ )
$\omega_{m,base}$	Velocidade mecânica base em( $rad/s$ )
$Z_{s,base}$	Impedância base em ( $\Omega$ )
$L_{s,base}$	Indutância base em ( $H$ )
$\psi_{s,base}$	Fluxo base em ( $Wb.espira$ )
$S_{base}^{3\phi}$	Potência base trifásica em ( $VA$ )
$T_{e,base}$	Torque base em ( $N.m$ )
$N_p$	Número de polos da máquina
$p_s, q_s$	Potência instantânea ativa e reativa do estator no referencial abc
$p_{s,dq}, q_{s,dq}$	Potência instantânea ativa e reativa do estator no referencial dq
$p_{r,dq}, q_{r,dq}$	Potência instantânea ativa e reativa do rotor no referencial dq

$V_{cc}$	Tensão no Elo CC
$V_{cc}^{ref}$	Referência de tensão no Elo CC
$i_c$	Corrente no Elo CC
$P_{cs}, Q_{cs}$	Potência ativa e reativa no conversor conectado ao estator ( $pu$ )
$Q_{cs}^{ref}$	Referência de potência reativa no conversor conectado ao estator ( $pu$ )
$P_s, Q_s$	Potência ativa e reativa no estator da máquina ( $pu$ )
$P_s^{ref}, Q_s^{ref}$	Referências de potência ativa e reativa no estator ( $pu$ )
$H_s$	Inércia sintética emulada pelo controlador
$P_{in}$	Potência adicional injetada pela malha de controle de inércia sintética
$K_{in}$	Ganho do controlador derivativo
$E_k$	Energia cinética armazenada no rotor do gerador ( $J$ )
$\sigma$	Potência de saída do GIDA antes do ilhamento
$\xi$	Taxa inicial de RoCoF
$P_L, Q_L$	Potência ativa e reativa da carga ( $MW, MVAr$ )
$\Delta T_{in}$	Duração da atuação da inércia sintética temporária ( $s$ )
$\Delta P$	Potência que flui na linha de intercâmbio
$P_{GIDA}$	Potência de saída MPPT do GIDA pré-ilhamento

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>27</b>
1.1	Objetivos Geral e Específicos	31
1.2	Estrutura do Texto	32
<b>2</b>	<b>SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA</b>	<b>35</b>
2.1	Introdução	35
2.2	Componentes de um Sistema Eólico	35
2.3	Classificação de Turbinas Eólicas	36
2.4	Topologias de Sistemas de Geração Eólica	40
2.5	Considerações Finais	44
<b>3</b>	<b>MODELAGEM DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO</b>	<b>45</b>
3.1	Sistema Aerodinâmico da Turbina Eólica	46
3.1.1	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	49
3.1.2	Sistema de Controle do Ângulo de Passo	50
3.2	Modelo do Conjunto Mecânico Turbina-Gerador	52
3.3	Modelo Elétrico do Gerador de Indução Duplamente Alimentado	54
3.3.1	Modelo do GIDA para Estudo de Transitórios Eletromecânicos	63
3.4	Modelo do Conversor <i>Back-to-Back</i> e Elo CC	66
3.4.1	Modelo do Elo CC	69
3.4.2	Modelo do Filtro de Linha	69
3.5	Controle do Gerador de Indução Duplamente Alimentado	71
3.5.1	Controle do Conversor do Lado da Rede	71
3.5.2	Controle do Conversor do Lado do Gerador	73
3.5.3	Controle para Extração da Máxima Potência	78
3.6	Considerações Finais	82
<b>4</b>	<b>DEFINIÇÃO DO PROBLEMA ABORDADO</b>	<b>83</b>
4.1	Aspectos da Operação e Controle em Sistemas com Geração Distribuída	83
4.2	Transição do Modo de Operação Conectado à Rede para o Modo de Operação Ilhado	86
4.3	Regulação de Frequência em Sistemas Elétricos	89
4.3.1	Resposta Inercial de Geradores Síncronos Convencionais	91
4.4	Caracterização do Problema	92

4.4.1	Resposta Inercial de Geradores Eólicos . . . . .	93
4.5	Considerações finais . . . . .	97
5	<b>PROPOSTA DE CONTROLE COM GANHO ADAPTATIVO . . . . .</b>	<b>99</b>
5.1	Teoria de <i>Gain Scheduling</i> . . . . .	99
5.2	Intercâmbio Pré-Ilhamento . . . . .	101
5.3	Suporte de Frequência do GIDA . . . . .	103
5.4	Formulação do Problema de Controle por Escalonamento de Ganho Proposto . . . . .	104
5.5	Procedimento para Obter a Lei de Adaptação . . . . .	105
5.6	Considerações Finais . . . . .	107
6	<b>TESTES E RESULTADOS . . . . .</b>	<b>109</b>
6.1	Sistema Teste . . . . .	109
6.2	Estrutura de Controle Temporário de Inércia Sintética Adotada . . . . .	111
6.3	Aplicação da Abordagem Proposta para Escalonamento do Ganho da Inércia Sintética . . . . .	113
6.4	Validação da Lei de Adaptação Obtida . . . . .	119
7	<b>CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS . . . . .</b>	<b>135</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>137</b>
	<b>APÊNDICES . . . . .</b>	<b>145</b>
	<b>APÊNDICE A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE . . . . .</b>	<b>147</b>
A.1	Dados da Rede Elétrica . . . . .	147
A.2	Parâmetros do Gerador de Indução Duplamente Alimentado . . . . .	147
A.3	Parâmetros da Turbina . . . . .	148
A.4	Parâmetros dos Controladores dos Conversores . . . . .	148
A.5	Considerações Finais . . . . .	149
	<b>APÊNDICE B – PROCEDIMENTO REALIZADO NO MATLAB R2016A PARA AJUSTE DA SUPERFÍCIE . . . . .</b>	<b>151</b>
	<b>APÊNDICE C – CASOS SIMULADOS PARA VALIDAÇÃO DA LEI DE ADAPTAÇÃO . . . . .</b>	<b>153</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos tem havido um aumento de geradores distribuídos (GD) nos sistemas de energia, uma vez que eles podem oferecer muitas vantagens referentes à melhoria na confiabilidade da energia, regulação de tensão, economia nas linhas de transmissão, redução da dependência de fontes centralizadas e, principalmente, o uso de fontes renováveis de energia, como geração eólica e foto-voltaica. No entanto, a proximidade desses geradores com os centros consumidores pode afetar diretamente a qualidade da energia, e devido a isso, algumas investigações devem ser feitas em quando se considera sua operação (GUERRERO et al., 2010; QUIROGA et al., 2016; LIANG, 2017).

Sob certas condições, os alimentadores de distribuição que possuem geradores distribuídos podem operar no modo ilhado, isto é, desconectados da rede principal. Os benefícios desse tipo de operação são amplamente reconhecidos porque permite o aumento da continuidade do fornecimento de energia para as cargas do alimentador quando a conexão com a rede principal é perdida (ZAMANI et al., 2014; ZEINELDIN et al., 2006; LASSETER, 2002). A operação de alimentadores de distribuição com GD ilhados é, em muitos aspectos, igual à operação de uma microrrede.

Em vários países, como Brasil ou Japão, por exemplo (SALIM; RAMOS, 2012), uma configuração típica de sistemas de distribuição nos quais há GD com fontes de energia conectadas diretamente, tal como o gerador síncrono convencional (GSC), e fontes de energia assíncronas, tal como geradores com interface com a rede CA por meio de dispositivos de eletrônica de potência, corresponde à geradores assíncronos caracterizados como turbinas eólicas baseadas em geradores de indução duplamente alimentados (GIDA, ou em inglês *doubly-fed induction generator - DFIG*) e os geradores síncronos caracterizados como pequenas centrais hidrelétricas ou usinas térmicas movidas a biomassa (de maneira que toda a energia fornecida pela GD ao sistema seja proveniente de fontes renováveis).

Neste tipo de combinação entre fontes de energia renováveis, as fontes síncronas normalmente são responsáveis por regular a frequência dos sistemas e as fontes assíncronas operam no modo de rastreamento da máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*). Isso também é válido para a resposta inercial, que é caracterizada como uma troca de energia que ocorre entre as massas rotativas dos geradores síncronos (diretamente conectados ao sistema) e a própria rede.

No entanto, o nível de penetração da energia eólica nos sistemas de distribuição pode ser proporcionalmente muito superior ao observado em sistemas de transmissão em larga escala e, portanto, há casos em que a resposta inercial dos geradores síncronos convencionais não é suficiente para suportar um evento de grande porte, tal como o

ilhamento, sem desconexão da GD devido à proteção de subfrequência, por exemplo. Nesses casos, controlar os geradores eólicos para fornecer suporte adicional de frequência é crucial para a formação bem-sucedida da ilha e garantir uma operação estável, uma vez que os sistemas de distribuição podem ter uma proporção maior de geração baseada em inversores, quando comparados aos sistemas de transmissão.

A transição não planejada do modo de operação conectado à rede para o modo de operação ilhado é considerada uma das maiores perturbações às quais um sistema preparado para operar no modo ilhado está sujeito. No processo de transição entre os modos operativos, o objetivo de controle dos geradores responsáveis pela regulação de frequência e tensão deve ser alterado e, dependendo das condições de operação, o sistema isolado pode passar por grandes excursões de frequência (com as maiores taxas de variação sendo observadas normalmente após o evento de desconexão entre os sistemas) até que o GSC possa recuperar a frequência nominal da porção ilhada.

O pior cenário operacional para ilhamentos não planejados ocorre quando há um déficit de potência ativa na ilha no instante do evento. Neste caso, o regulador de velocidade do GSC deve aumentar sua potência de saída para regular a frequência, mas essa ação de controle é efetiva apenas em períodos maiores que um ou mais segundos. Antes que a ação do regulador de velocidade se torne efetiva, o desvio de frequência será limitado apenas pela resposta inercial do gerador síncrono. No entanto, se esse tipo de sistema possui uma proporção relativamente alta de penetração de geração baseada em inversores (como geradores eólicos, por exemplo), valores muito altos de desvio de frequência em relação ao valor nominal podem ser observados durante esse período inicial (até o ponto em que violações dos códigos de rede possam ser observadas). Sob essas condições, se os geradores eólicos puderem fornecer um suporte de frequência, esses desvios poderão ser significativamente reduzidos.

Em turbinas eólicas baseadas em geradores de indução duplamente alimentados, esse suporte de frequência temporário pode ser sintetizado por uma malha de controle suplementar no controlador do conversor do lado do gerador (CLG). Uma abordagem típica para esse controle é a realização de uma emulação do comportamento do gerador síncrono conhecida como inércia sintética, que fornece uma modulação temporária de parte da energia cinética do rotor em função da taxa de variação de Frequência (RoCoF, do inglês *Rate of Change of Frequency*), durante o período transitório, após um evento que provoque o desbalanço de potência no sistema, tal como um ilhamento.

Outras estruturas de controle de frequência utilizam (SUN et al., 2010): (1) malha de controle por inclinação (*droop*) (CONROY; WATSON, 2008; RAMTHARAN et al., 2007; MORREN et al., 2006a), que gera uma potência de saída proporcional ao desvio de frequência, havendo, assim, uma contribuição muito pequena no estágio inicial da perturbação quando a frequência ainda está próxima do valor nominal; (2) controle

de reserva de energia (*deloading*) (KARBOUJ et al., 2019; FU et al., 2017; OCHOA; MARTINEZ, 2017), que requer operação do gerador eólico em uma potência abaixo do MPPT e uma velocidade acima da velocidade ótima para fazer uma reserva de energia, porém esta operação causa uma perda anual significativa de energia eólica; (3) potência de saída baseada em etapas (*stepwise*), ou reserva rápida de potência (ULLAH et al., 2008; TARNOWSKI et al., 2009; KAYIKCI; MILANOVIC, 2009; El Itani et al., 2011; KANG et al., 2016; YANG et al., 2018), em que o gerador eólico fornece uma quantidade fixa adicional de energia à rede durante um período predeterminado, no caso de variações de frequência, o que é uma solução simples mas que, por outro lado, pode criar problemas quando o período terminar, do tipo segunda queda de frequência devido à variação abrupta na referência de controle (e também pode causar uma desaceleração excessiva da velocidade do rotor). Esses métodos são projetados para grandes sistemas de energia interconectados, normalmente compostos por um grande número de geradores síncronos acoplados a diferentes tipos de turbinas e uma penetração de energia eólica proporcionalmente menor quando comparados a um sistema de distribuição isolado.

No contexto de sistemas de distribuição ilhados ou microrredes, o suporte de frequência fornecido pelo GIDA no modo ilhado foi analisado por alguns autores, dos quais Kayikci e Milanovic (2009), Arani e El-Saadany (2013), Shahabi et al. (2009), Gomez et al. (2017), por exemplo. Em (KAYIKCI; MILANOVIC, 2009), o controle da potência de saída do GIDA é modificado para extrair a energia cinética máxima da turbina, o que pode não ser adequado em algumas condições operacionais com baixo desequilíbrio de energia. Uma comparação do suporte de frequência fornecido apenas pelo GIDA e pelo GIDA associado a um super capacitor é apresentada em (ARANI; EL-SAADANY, 2013). O controle por inclinação (*droop*) é testado em (SHAHABI et al., 2009), e o desempenho da inércia sintética, *droop* e *deloading* são comparados individualmente e em combinação em (GOMEZ et al., 2017). Os últimos três esquemas são exemplos da escassez de abordagens típicas para sintetizar inércia virtual e suporte de frequência para um GIDA.

É importante ressaltar que a maior parte desses esquemas típicos são propostos com ganhos fixos e, por isso, não são capazes de se ajustar às condições operativas do sistema no instante da ocorrência de ilhamento. Por um lado, um elevado ganho pode reduzir as excursões de frequência, o que é feito à custa da desaceleração excessiva da velocidade do rotor e, portanto, um esquema de proteção deve ser implementado para desativar o circuito de controle inercial caso a velocidade do rotor atinja um valor mínimo, produzindo uma segunda variação abrupta na frequência. Por outro lado, a operação estável do gerador eólico pode ser garantida com um pequeno valor de ganho, o que restringe o suporte de frequência fornecido ao sistema.

Na tentativa de contornar esses problemas, Vidyanandan e Senroy (2013) propõem um ganho de inclinação continuamente ajustado de acordo com as margens da reserva de

energia do gerador a fim de controlar os geradores eólicos carregados. Posteriormente, um controle *droop* que altera dinamicamente seu ganho com base no RoCoF é proposto por [Hwang et al. \(2016\)](#) para liberar uma grande quantidade de energia cinética durante o estágio inicial de uma perturbação.

Dois esquemas diferentes são apresentados em ([LEE et al., 2016b](#)) e ([LEE et al., 2016a](#)) para melhorar o desempenho da frequência e, ao mesmo tempo, garantir uma operação estável de todos os GIDAs conectados, utilizando ganhos adaptativos para o controle inercial e *droop*, que devem ser proporcionais à energia cinética armazenada nos geradores, isto é, dependem da velocidade atual do rotor dos GIDAs.

Em ([HAFIZ; ABDENNOUR, 2016](#)) é proposto um controlador de inércia adaptativo neuro-fuzzy que pode se adaptar à velocidade do vento para fornecer resposta inercial ideal a todas as velocidades possíveis do vento. Primeiro os ganhos do controle *droop* são determinados de maneira *off-line* sob diferentes velocidades do vento e usando o algoritmo de otimização por enxame de partículas, e posteriormente, são utilizados como dados de aprendizagem para um controle adaptativo.

[Zhao et al. \(2016\)](#) propõem uma estratégia de controle de inércia sintética combinada com controle primário de frequência com coeficiente variável para geradores de indução duplamente alimentados, ajustando continuamente os parâmetros de controle de acordo com a variação da velocidade do vento, possibilitando assim, um método de coeficiente variável.

Para melhorar a resposta dinâmica da frequência de um sistema ilhado com parque eólico baseado em GIDAs e ajudar a prevenir o corte de carga por sub-frequência, um controlador *droop* auto-ajustável com ganho adaptativo em tempo real é proposto em ([YANG et al., 2019](#)). Para alcançar o ganho desejado, a técnica de análise de estabilidade de pequenos sinais e otimização por enxame de partículas são empregados para o autoajuste do controle de frequência.

Como a maioria desses trabalhos não apresenta como prioridade atingir requisitos pré-definidos para a resposta da frequência, fica caracterizada a necessidade de um controle adaptativo que leve em conta não apenas as condições de operação do sistema no instante do evento de perturbação, mas também que atenda a requisitos específicos de desempenho de resposta dinâmica, que podem estar relacionados aos códigos de rede e de qualidade de energia do sistema elétrico a que se aplica. Este controlador deve ser robusto às variações do vento e das condições de operação do sistema e ser capaz de, na ocasião de um ilhamento, garantir a sustentação da ilha durante a transição entre os modos de operação, até que o regulador de velocidade do gerador síncrono seja ajustado.

## 1.1 Objetivos Geral e Específicos

Com base no que foi discutido, o objetivo geral desta pesquisa de doutorado consiste em:

- Propor um esquema de controle adaptativo para suporte temporário de frequência de um gerador de indução duplamente alimentado baseado no conceito de inércia sintética e escalonamento de ganho para atuar na transição do modo de operação conectado à rede para o modo de operação ilhado, atendendo de forma robusta ao requisito de frequência adotado e levando em consideração variações nas condições de operação do sistema e na velocidade do vento.

O mecanismo adaptativo é baseado na teoria de escalonamento de ganho e o parâmetro adaptativo é um valor de ganho que pode estar diretamente relacionado ao valor da inércia sintética desejada para o GIDA. A estrutura de controle proposta deve estabelecer um compromisso entre o desempenho da resposta da frequência e da velocidade do gerador de indução duplamente alimentado, uma vez que, para desempenhar a inércia sintética, é necessário liberar energia cinética da massa rotativa e, portanto, desacelerar o rotor considerando que, ganhos muito baixos não apresentam resposta de frequência satisfatória mas não desaceleram muito a máquina e, ainda, ganhos elevados melhoram a resposta da frequência mas desaceleram o rotor. Deste modo, o ganho da inércia sintética deve ser ajustado para garantir o critério de desempenho do sistema elétrico com base nas condições operativas no instante da ocorrência do ilhamento, desempenhando menor desaceleração do rotor. Espera-se obter um resultado robusto em relação ao déficit de potência ativa no sistema ilhado e à energia cinética disponível do aerogerador.

Para alcançar este objetivo, alguns valores de ganho são ajustados para determinados pontos de operação, respeitando o requisito de resposta de frequência adotado, em seguida, uma superfície com base nesses valores será ajustada, o que permitirá calcular o ganho, através de um polinômio obtido, para qualquer ponto de operação e ao mesmo tempo atender ao requisito de frequência. O ganho adaptativo deverá evitar grandes variações de frequência e também uma excessiva desaceleração em qualquer condição de operação do sistema, dentro da faixa de projeto. O controle proposto é designado para situações de ilhamento, cujos requisitos de operação e controle são diferentes dos requisitos do sistema interconectado.

Com base nisto, são objetivos específicos desta tese:

- Analisar os aspectos relacionados ao suporte de frequência de geradores eólicos conectados a rede por meio de conversores de potência, uma vez que o equipamento desacopla a frequência do rotor da máquina da frequência da rede elétrica, e portanto,

o gerador não desempenha a resposta inercial de forma intrínseca como os geradores síncronos convencionais;

- Verificar aspectos relacionados à regulamentação técnica da operação de geradores distribuídos na forma ilhada, normas regulamentadas no Brasil e as vantagens relacionadas a esta possibilidade operativa;
- Avaliar a influência das características operativas no instante de ocorrência do ilhamento, tais como, velocidade do vento e potência na linha de intercâmbio entre a porção isolada e a rede principal;
- Verificar os requisitos técnicos gerais para a inserção e operação de geradores eólicos com relação ao suporte de frequência, por parte do Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro;
- Caracterizar a resposta transitória do sistema durante a formação do ilhamento quando aplicada a inércia sintética com ganho fixo e o critério do ONS para suporte de frequência de geradores eólicos;
- Estabelecer uma comparação entre os desempenhos da estrutura de controle proposta e das estruturas com ganho fixo e estabelecida pelos Procedimentos de Rede (PROREDE-ONS), evidenciando o compromisso entre o desempenho da frequência e a resposta dinâmica do rotor do gerador eólico.

## 1.2 Estrutura do Texto

Todos os fundamentos técnicos necessários para a compreensão da proposta desta tese de doutorado e seus resultados serão apresentados na sequência. Os conteúdos foram divididos em 7 capítulos cujas informações estão organizadas da seguinte forma:

- Capítulo 2 - Sistemas de Geração Eólica: apresenta aspectos teóricos a respeito da geração eólica, destacando suas principais características, componentes, classificação de turbinas e topologias utilizadas em sistemas eólicos.
- Capítulo 3 - Modelagem do Gerador de Indução Duplamente Alimentado: apresenta o modelo matemático do gerador eólico utilizado para o desenvolvimento desta tese, incluindo o modelo do sistema aerodinâmico da turbina eólica de velocidade variável e seus mecanismos de controle, o modelo eletromecânico do conjunto turbina-gerador, o modelo elétrico do gerador propriamente dito e abordagem utilizada para análise de transitórios eletromecânicos, o modelo do conversor back-to-back responsável por fazer a integração da máquina com a rede elétrica, os modelos do filtro de linha e Elo CC e, por fim, as estruturas de controle e acionamento do gerador de indução duplamente alimentado, apresentando as abordagens para controle do conversor

---

do lado da rede e do lado gerador, mostrando que é possível controlar de forma independente as potências ativa e reativa injetadas na rede por meio do controle vetorial, além da estrutura de controle utilizada para rastreamento da máxima potência.

- Capítulo 4 - Definição do Problema Abordado: apresenta os aspectos da operação e controle em sistemas com geração distribuída, as vantagens e problemas relacionados à operação ilhada de geradores além das questões normativas da operação ilhada, destacando as formas de controle de cada modo de operação e a necessidade de chaveamento entre eles quando da ocorrência de ilhamento. É dado destaque ao problema de suporte de frequência e diminuição da inércia devido ao aumento da penetração de energia eólica bem como estratégias que podem ser adotadas por meio de controles suplementares nos conversores, caracterizando assim, o problema abordado nesta tese de doutorado.
- Capítulo 5 - Proposta de Controle com Ganho Adaptativo: apresenta a formulação do problema de controle por escalonamento de ganho para ajuste do ganho do emulador de inércia sintética do gerador eólico, iniciando por uma breve introdução à teoria *Gain Scheduling*, uma descrição e justificativa das variáveis utilizadas como entrada do mecanismo de adaptação e o procedimento propriamente dito, adotado para obter os resultados propostos.
- Capítulo 6 - Testes e Resultados: apresenta os resultados obtidos com a aplicação do controle adaptativo proposto, a partir dos quais são realizadas comparações com o método de emulação de inércia sintética com ganho fixo e com o método de suporte de frequência requerido pelo Operador Nacional do Sistema brasileiro (ONS).
- Capítulo 7 - Conclusões e Perspectivas Futuras: apresenta as principais conclusões desta pesquisa de doutorado e as perspectivas futuras para desenvolvimento a partir dos resultados aqui apresentados.



## 2 SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA

### 2.1 Introdução

Nos últimos anos, problemas relacionados ao consumo de combustíveis fósseis, dentre eles os impactos ambientais e climáticos, reservas limitadas e aumento de custos, têm atraído grande atenção para as fontes de energia renováveis.

Como alternativa para a produção de energia elétrica, as energias provenientes do sol, ventos, mares e rios vêm sendo amplamente estudadas. A competitividade destas fontes de energia renováveis no mercado de energia está associada aos avanços tecnológicos, redução de custos e incentivos governamentais, de modo que a energia eólica é uma das fontes de energia renovável que mais cresce (WU et al., 2011).

Há centenas de anos esta forma de energia é usada para moer grãos, bombear água e navegar pelos mares. Porém, nas últimas duas décadas, o desenvolvimento de tecnologias diversas para o aumento da eficiência na conversão de energia reduziram os custos desta modalidade de aproveitamento energético. Outros avanços nesta área se encontram no aumento da capacidade das turbinas eólicas, que aumentou de quilowatts para megawatts e na possibilidade de instalação de turbinas eólicas de maior capacidade no mar, aumentando o aproveitamento dos ventos e reduzindo os impactos no uso em terra e na paisagem.

Neste capítulo pretende-se fornecer uma visão geral dos sistemas de conversão de energia eólica, suas características, componentes e operação.

### 2.2 Componentes de um Sistema Eólico

Os principais componentes de um sistema de geração de energia eólico estão ilustrados na Figura 1. Como pode ser vista, a nacelle abriga os componentes mais importantes do sistema, sendo eles o gerador elétrico e a caixa de engrenagens. O acesso à nacelle é feito por meio da torre da turbina, que permite a instalação dos equipamentos longe do solo onde a velocidade do vento é mais elevada.

Acoplado à nacelle se encontra o rotor da turbina, composto pelo cubo e pelas pás do rotor. São as pás da turbina que capturam a energia cinética do vento e a transferem para o cubo, em forma de energia mecânica que, por sua vez, encontra-se acoplado ao eixo de baixa velocidade da caixa de engrenagens.

O objetivo da caixa de engrenagens é multiplicar a velocidade de rotação para o eixo de alta velocidade o qual aciona o gerador elétrico. Ela possui ainda um freio mecânico de emergência para proteção em casos de falhas no sistema aerodinâmico ou manutenções.

O gerador elétrico tipicamente empregado em sistemas eólicos é o gerador de

indução, ou gerador assíncrono, no entanto, algumas topologias empregam o uso de geradores síncronos, como será mostrado mais adiante. Como a tensão de saída do gerador é baixa, um transformador elevador é utilizado para elevar a tensão de saída do gerador e conectá-lo à rede.

O sistema de controle ilustrado contém um computador que faz o monitoramento das condições de operação da turbina e controla o mecanismo de guinada da nacele com o objetivo de rotacioná-la para manter o rotor na direção do vento. A direção do vento é obtida por meio de um cata-vento e então um controlador eletrônico opera sobre o mecanismo de guinada.

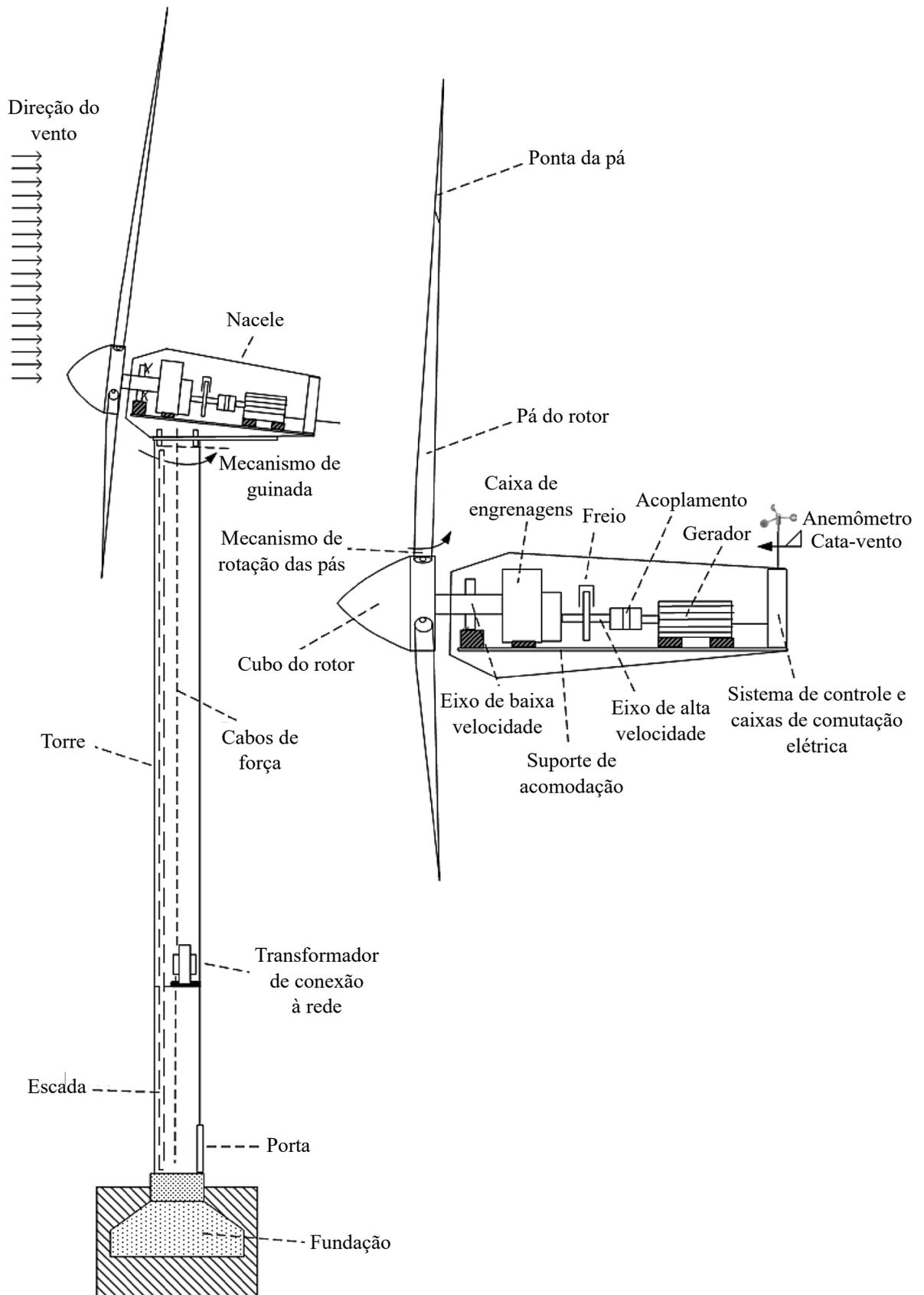
Além do cata-vento, um anemômetro é empregado para medir a velocidade do vento e permitir o rastreamento de máxima potência, controle do ângulo da pá, possibilitando que o sistema de controle decida quando a turbina deve iniciar a sua operação (velocidade *cut-in*) e quando deve parar (velocidade *cut-out*). Geralmente, a operação das turbinas se inicia quando a velocidade do vento atinge  $5m/s$  e, por questões de segurança, a mesma é desligada quando a velocidade do vento excede  $25m/s$  (ABAD et al., 2011). Tais velocidades podem variar de acordo com as características construtivas da turbina e do fabricante.

## 2.3 Classificação de Turbinas Eólicas

A turbina eólica é um dos mais importantes componentes em um sistema de conversão de energia eólica. Diferentes tipos de turbinas foram desenvolvidos ao longo dos anos, podendo assumir diferentes configurações e serem classificadas quanto à orientação do eixo de rotação e quanto à velocidade de operação. No primeiro caso, a turbina pode ser de eixo horizontal ou de eixo vertical e, no segundo, a mesma pode ser de velocidade fixa ou de velocidade variável.

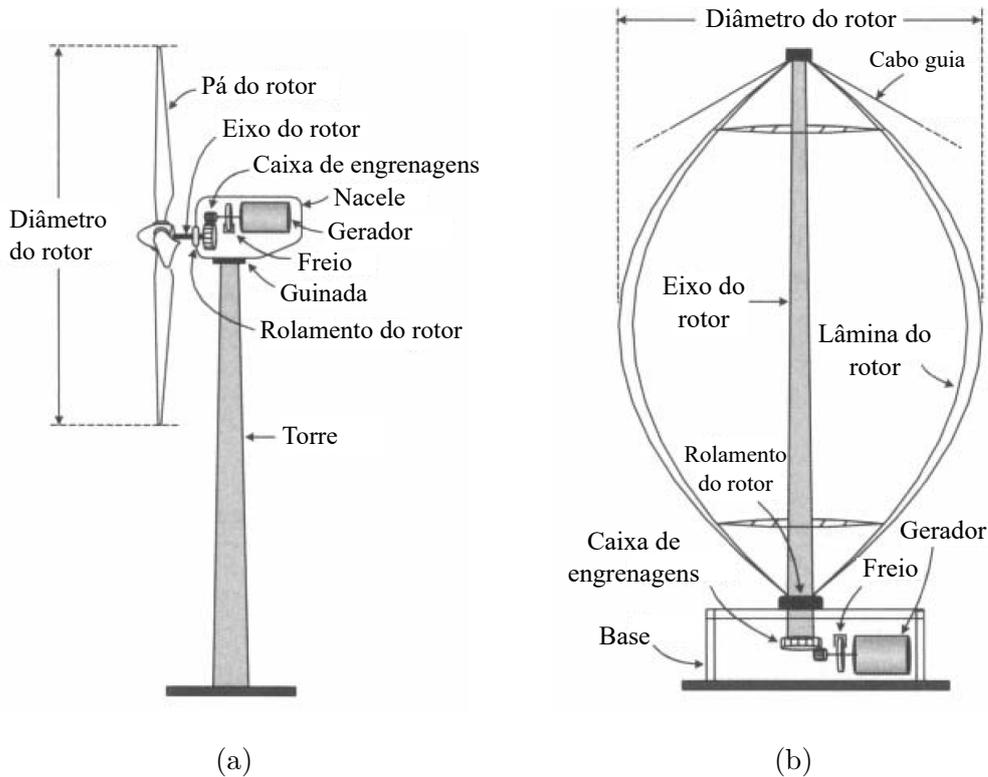
A turbina de eixo horizontal está ilustrada na Figura 2a. Como pode ser visto, a orientação do eixo de rotação é paralela ao solo. A torre eleva a nacele em relação ao solo para fornecer espaço suficiente à rotação das pás do rotor e para alcançar melhores condições de vento (WU et al., 2011). O padrão da indústria para turbinas de eixo horizontal é utilizar um rotor de três pás posicionado na frente da nacele em uma configuração contra o vento. Dentre as vantagens das turbinas de eixo vertical destacam-se maior eficiência na conversão de energia eólica, acesso ao vento mais forte devido à altura torre e regulagem de potência por controle *stall* e ângulo de passo em altas velocidades de vento. Em contrapartida, essas turbinas apresentam maior custo de instalação pelo fato de necessitarem de uma torre mais forte para suportar peso da nacele, cabos mais longos para conduzir a energia elétrica do topo da torre ao solo e controle de guinada para direcionar o sistema na mesma orientação do vento.

Figura 1: Principais componentes de uma turbina eólica



Fonte: Adaptada de (ABAD et al., 2011)

Figura 2: Turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical



Fonte: Adaptada de (WU et al., 2011)

Em turbinas eólicas de eixo vertical, a orientação do eixo de rotação é perpendicular ao solo, como pode ser visto na Figura 2b. O rotor da turbina vertical utiliza aerofólios curvos montados verticalmente enquanto o gerador e a caixa de engrenagens são normalmente colocados na base da turbina no solo. As turbinas de eixo vertical necessitam de fios-guia para manter o eixo do rotor em uma posição fixa e minimizar possíveis vibrações mecânicas (WU et al., 2011). Este tipo de turbina apresenta menor custo de instalação e manutenção mais fácil devido à caixa de engrenagens e gerador no nível do solo, além de apresentar operação independente da direção do vento e ser mais adequada para telhados, onde o vento é mais forte sem necessidade de utilizar uma torre. Como desvantagens, apresenta menor eficiência na conversão de energia eólica, flutuações de torque mais altas e propensas a vibrações mecânicas e opções limitadas para regulação de potência em altas velocidades do vento.

Turbinas eólicas também podem ser classificadas quanto à velocidade de operação, sendo elas de velocidade fixa e de velocidade variável (Blaabjerg; Chen, 2006; WU et al., 2011). As turbinas eólicas de velocidade fixa, como o próprio nome sugere, operam em velocidade constante determinada pela frequência da rede em que o sistema está conectado, pelo número de polos do gerador e pela relação de engrenagens na caixa de transmissão

(WU et al., 2011). Tais turbinas são projetadas para alcançar a máxima eficiência em apenas uma velocidade de vento e, por este motivo, alguns geradores utilizados nesta configuração possuem dois conjuntos de enrolamentos: um para baixas velocidades (tipicamente com 8 polos) e outro para operar em média/alta velocidade de vento (tipicamente 4-6 polos) (ACKERMANN; SODER, 2005). A proteção da turbina contra rajadas e altas velocidades de vento é realizada pelo controle aerodinâmico das pás. Devido à velocidade fixa, quaisquer flutuações na velocidade do vento implicam em flutuações no torque mecânico e conseqüentemente em flutuações na potência elétrica injetada na rede, provocando distúrbios no sistema elétrico (Larsson, 2002; ACKERMANN; SODER, 2005). A turbina eólica de velocidade fixa tem a vantagem de ser simples, robusta, confiável, apresentando baixo custo e manutenção. Suas desvantagens consistem em baixa eficiência na conversão de energia, alto estresse mecânico e baixa qualidade de energia.

Atualmente, as turbinas de velocidade variável são predominantes entre as turbinas eólicas em operação. Elas são projetadas para obter máxima eficiência aerodinâmica para uma ampla faixa de velocidades de vento por meio do ajuste contínuo da sua velocidade de rotação. Desta forma, a razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento, que é denominada de razão de velocidade de ponta, é mantida constante em um valor ótimo para alcançar a máxima eficiência de conversão de energia em diferentes velocidades do vento (HAU, 2013; WU et al., 2011). Ao contrário das turbinas de velocidade fixa, as de velocidade variável mantêm o torque do gerador aproximadamente constante e as variações no vento são absorvidas pelas mudanças na velocidade do gerador (ACKERMANN; SODER, 2005).

Para tornar a velocidade da turbina controlável, o gerador é conectado à rede elétrica através de conversores de potência os quais fazem o controle da velocidade do gerador que é mecanicamente acoplado ao rotor da turbina eólica. Entre as vantagens da turbina de velocidade variável encontram-se maior potência extraída do vento, melhor qualidade de energia e menor estresse mecânico (ACKERMANN; SODER, 2005; WU et al., 2011), o que permitiu o desenvolvimento de turbinas eólicas maiores. Em contrapartida, o aumento do custo de fabricação e as perdas de energia devido ao uso de eletrônica de potência caracterizam as principais desvantagens das mesmas. No entanto, o custo adicional e as perdas de energia são compensadas pela maximização da captura da energia do vento.

A tecnologia empregada nas turbinas eólicas de velocidade variável permite a aplicação de diversos tipos de geradores e também introduz diversas topologias distintas possíveis resultantes da combinação entre o tipo de gerador empregado e o tipo de conversor de potência. Tais topologias serão apresentadas e discutidas a seguir.

## 2.4 Topologias de Sistemas de Geração Eólica

Outros dois componentes muito importantes em sistemas de geração eólica são o gerador e o conversor que, combinados entre si, e com as turbinas de velocidade fixa ou variável, resultam em uma variedade de topologias que podem ser classificadas em quatro grupos principais: (A) de velocidade fixa sem interface de eletrônica de potência; (B) de velocidade variável sem interface de eletrônica de potência; (C) baseados em conversores de potência com capacidade parcial e (D) baseados em conversores de potência com capacidade total. Tais configurações serão descritas a seguir.

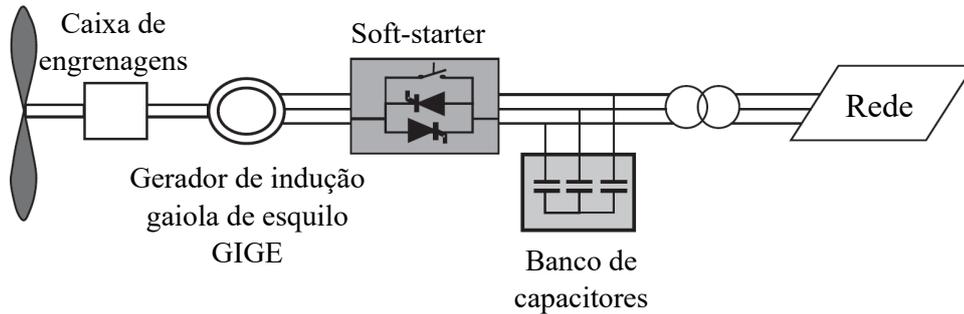
- Tipo A - Turbina de velocidade fixa sem interface de eletrônica de potência

A configuração da Figura 3 não apresenta interface por eletrônica de potência. O gerador é conectado à rede por meio de um transformador. Exclusivamente nesta topologia, um gerador de indução gaiola de esquilo (GIGE) é utilizado e sua rotação é determinada pela frequência da rede e pelo número de polos dos enrolamentos do estator, podendo variar dentro de 1% do valor nominal em diferentes velocidades de vento. Por exemplo, para um gerador de quatro polos, conectado a uma rede de 60Hz, a velocidade de rotação é ligeiramente superior a 1800 rotações por minuto (rpm) e pode variar aproximadamente  $\pm 18rpm$ . Ou seja, a variedade de velocidades de operação nesta configuração é muito pequena e por este motivo é considerada de velocidade fixa.

Para que o gerador possa fornecer a potência nominal na velocidade de vento nominal, uma caixa de engrenagens é utilizada para adequar sua velocidade de rotação. Um *soft-starter* é necessário nesta configuração para limitar as altas correntes de partida durante a inicialização do sistema, em seguida, o mesmo é desviado por meio de um comutador. Durante a operação normal, nenhum conversor de energia é necessário para o sistema, mas normalmente é necessário um banco de capacitores trifásicos para compensar a energia reativa consumida pelo gerador de indução.

Apesar da simplicidade, baixos custos de fabricação e manutenção e operação confiável que este sistema de energia eólica apresenta, as flutuações na velocidade do vento são convertidas em flutuações mecânicas no torque do eixo do gerador e, conseqüentemente, em flutuações de tensão, causando distúrbios na rede elétrica. Essas flutuações de tensão implicam maior potência reativa consumida da rede, o que aumenta as perdas do sistema. Além disso, a potência nominal somente é fornecida à rede em uma determinada velocidade do vento, levando a uma baixa eficiência de conversão de energia na maior parte do tempo. Apesar de suas desvantagens, este sistema de energia eólica ainda é amplamente aceito na indústria com uma potência de até dois megawatts.

Figura 3: Tipo A - Turbina eólica de velocidade fixa com GIGE



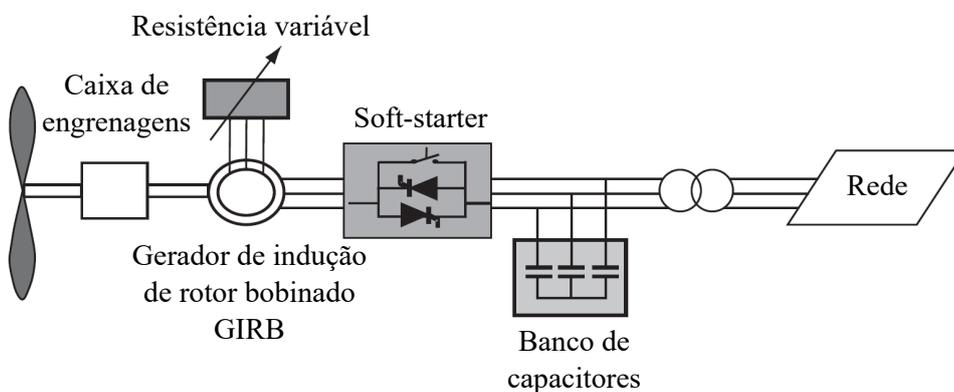
Fonte: Adaptada de (ACKERMANN; SODER, 2005)

- Tipo B - Turbina de velocidade variável sem interface de eletrônica de potência

Esta configuração corresponde à uma turbina eólica de velocidade variável por meio de uma resistência variável no rotor do gerador de indução de rotor bobinado (GIRB). Assim como no tipo A, o gerador é conectado à rede apenas por meio de um transformador e a compensação da potência reativa consumida é realizada por um banco de capacitores. Um *soft-starter* é responsável pela conexão suave com a rede elétrica e a única diferença nesta topologia é a presença de uma resistência variável adicional no rotor do gerador, como pode ser visto na Figura 4, o que permite o controle do escorregamento da máquina, e conseqüentemente de sua velocidade e torque.

Embora a potência de saída possa ser controlada por meio do ajuste de velocidade, sua faixa de operação se limita entre 0 e 10% acima da velocidade síncrona. Em comparação à topologia tipo A, a topologia tipo B permite maior captura da energia do vento devido à operação em velocidade variável mas, por outro lado, apresenta perdas de energia devido à resistência do rotor.

Figura 4: Tipo B - Turbina eólica de velocidade variável com GIRB



Fonte: Adaptada de (ACKERMANN; SODER, 2005)

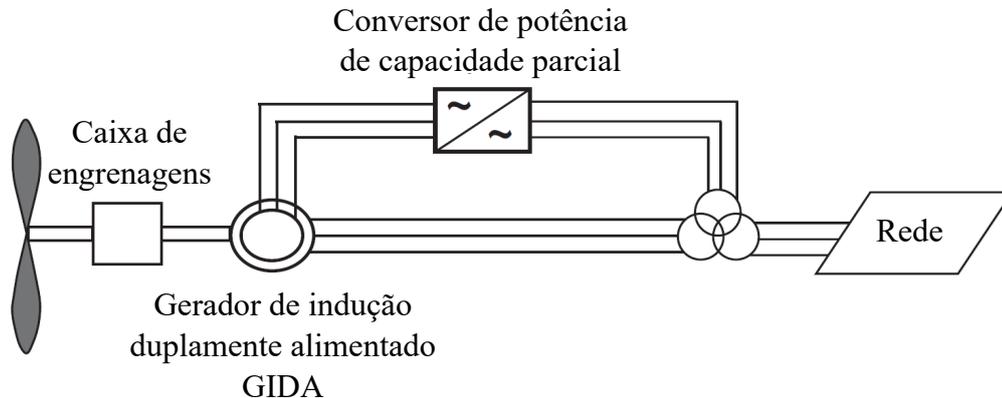
- Tipo C - Turbina de velocidade variável com conversor de capacidade parcial

Esta topologia, ilustrada na Figura 5, utiliza um gerador de indução duplamente alimentado. Ele é composto por um gerador de indução de rotor bobinado cujo estator é diretamente conectado à rede por meio de um transformador, enquanto o enrolamento do rotor é alimentado por meio de um conversor *back-to-back* tipicamente composto por dois conversores CA/CC tipo fonte de tensão (*voltage source converter* - VSC) baseados em IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*, em português Transistor Bipolar de Porta Isolada), conectados entre si por um barramento CC (ANAYA-LARA et al., 2009). O conversor de potência desacopla a frequência elétrica da rede da frequência mecânica do rotor, permitindo a operação da turbina eólica em velocidade variável. O gerador e os conversores são protegidos por limites de tensão e um "crowbar" de sobrecorrente.

O GIDA pode fornecer energia para a rede através do estator e do rotor e o uso dos conversores permite um fluxo de potência bidirecional no circuito do rotor permitindo também absorver energia da rede, aumentando, assim, a faixa de velocidades operativas do gerador. Se a velocidade de operação da máquina for abaixo da velocidade síncrona, o rotor absorverá energia da rede através dos conversores, porém, se a velocidade de operação for acima da síncrona, a energia será fornecida do rotor através dos conversores para a rede.

Devido a esta flexibilidade de operação, maior eficiência de conversão de energia é obtida nesta topologia, sendo possível o controle de velocidade em maior faixa de operação ( $\pm 30\%$ ). Com isso, a topologia tipo C apresenta melhor desempenho dinâmico em comparação com as topologias A e B. Ademais, como a maior parte da potência flui para a rede através do estator, o conversor possui aproximadamente 30% da potência nominal do gerador, resultando em diminuição do custo do conversor se comparado com sistemas os quais possuem conversores de capacidade total. Devido a essas características, o sistema de energia eólica com GIDA é atualmente o mais aceito no mercado (WU et al., 2011).

Figura 5: Tipo C - Turbina eólica de velocidade variável com GIDA



Fonte: Adaptada de (ACKERMANN; SODER, 2005)

- Tipo D - Turbina de velocidade variável com conversor de capacidade total

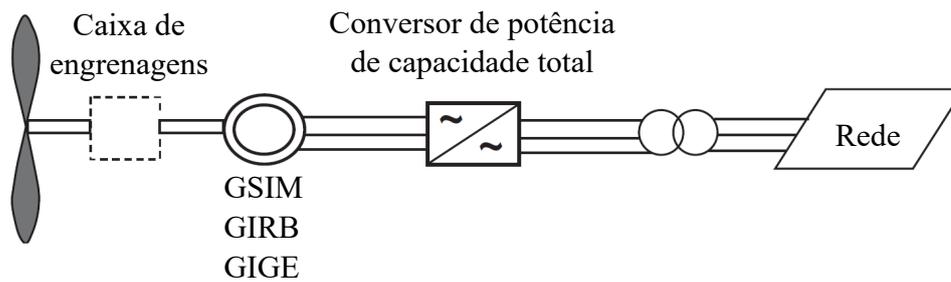
A topologia tipo D corresponde a uma turbina eólica de velocidade variável completa, com o gerador conectado à rede por meio de um conversor de frequência de potência plena ligado ao estator da máquina, como mostra a Figura 6. O gerador pode ser excitado eletricamente, no caso de um GIRB ou GIGE, ou por um ímã permanente, no caso de um gerador síncrono de ímã permanente (GSIM). Alguns sistemas com turbinas eólicas de velocidade variável com capacidade total não empregam caixa de engrenagens. Nesses casos, é utilizado um gerador de baixa rotação com um elevado número de polos (ACKERMANN; SODER, 2005; WU et al., 2011). A eliminação da caixa de engrenagens reduz custo e manutenção devido ao estresse mecânico durante rajadas de vento e melhora a eficiência do sistema, no entanto, geradores de baixa rotação possuem maior diâmetro do rotor para acomodar o grande número de polos, aumentando sua dimensão e custo.

Como toda a energia da turbina passa pelos conversores de potência, a potência nominal do conversor deve ser a mesma que a do gerador. A vantagem neste caso é que a operação dinâmica do gerador elétrico é totalmente desacoplada da rede, ou seja, a frequência elétrica do gerador pode variar conforme a velocidade do vento muda, enquanto a frequência da rede permanece inalterada, permitindo, assim, a operação em velocidade variável da turbina eólica em máxima faixa de variação de velocidade.

Como os conversores de potência podem assumir diversos arranjos, diversas estratégias podem ser aplicadas para controlar a operação do gerador e os fluxos de energia para a rede. O conversor do lado da rede pode ser disposto para manter a tensão do barramento CC constante com o torque aplicado ao gerador controlado a partir do conversor do lado do gerador. Alternativamente, a energia ativa pode ser transmitida através dos conversores com muito pouca energia armazenada no capacitor do link CC, portanto, o torque aplicado ao gerador pode ser controlado pelo conversor do lado da rede. Assim como na

topologia anterior, uma vantagem da topologia tipo D é que cada conversor pode gerar ou absorver energia reativa independentemente, o que também permite que o sistema execute compensação de energia reativa e suavize a conexão da rede. A principal desvantagem desta topologia é a necessidade de um sistema mais complexo, com aumento de custos (ANAYA-LARA et al., 2009).

Figura 6: Tipo D - Turbina eólica de velocidade variável com conversor de capacidade total



Fonte: Adaptada de (ACKERMANN; SODER, 2005)

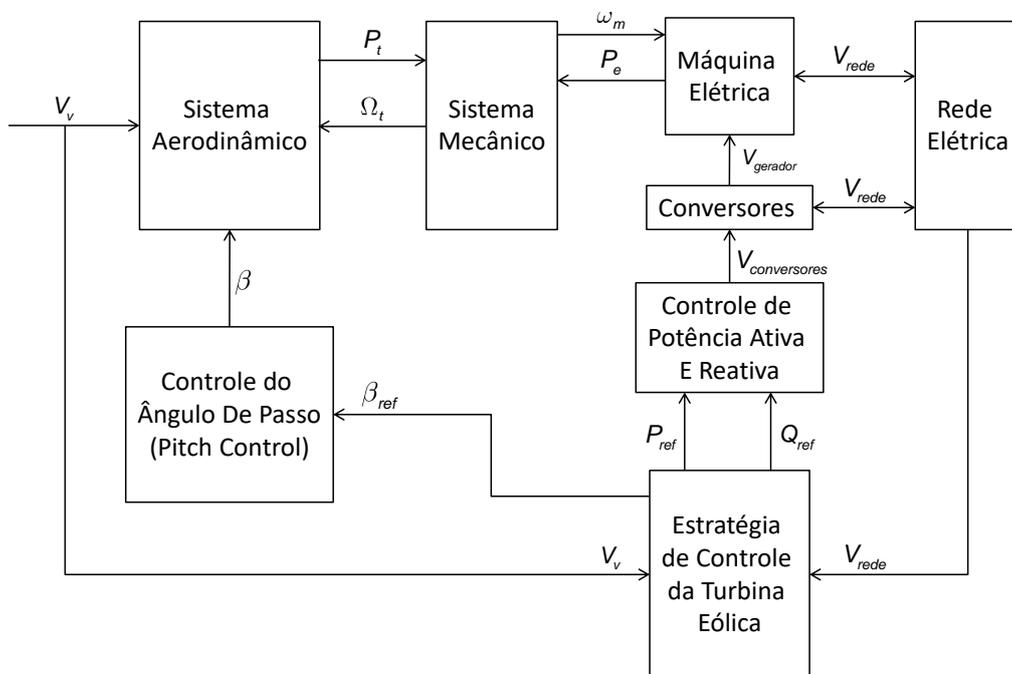
## 2.5 Considerações Finais

Cada uma das topologias de sistemas de geração eólica previamente apresentadas possui um escopo de aplicação, entretanto, em sistemas de potência tanto em geração de grande porte quanto em geração conectada à média tensão, a configuração mais utilizada atualmente é a topologia Tipo C, caracterizada por um gerador de indução duplamente alimentado. Esta composição do sistema apresenta vantagens econômicas, eficientes e confiáveis, conforme apresentado anteriormente, e, por este motivo, será utilizada para o desenvolvimento desta pesquisa de doutorado, de modo que sua modelagem será apresentada a seguir.

### 3 MODELAGEM DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

O modelo do aerogerador utilizado neste trabalho é baseado em uma turbina de velocidade variável com um gerador de indução duplamente alimentado. O diagrama de blocos simplificado que contém os subsistemas que compõem esta estrutura de geração está ilustrado na Figura 7.

Figura 7: Diagrama de blocos simplificado do controle da turbina eólica de velocidade variável com GIDA



Fonte: Adaptado de (ABAD et al., 2011)

Na Figura 7 o sistema aerodinâmico é responsável por avaliar a velocidade angular da turbina ( $\Omega_t$ ) e o torque ou potência mecânica extraída ( $P_t$ ) em função da velocidade do vento ( $V_v$ ). O sistema do ângulo de passo (*Pitch Control*) controla o ângulo de abertura das pás ( $\beta$ ) em função do valor de referência ( $\beta_{ref}$ ) de acordo com a condição operativa do sistema e a estratégia de controle adotada.

O sistema mecânico, por sua vez, modela o eixo de acoplamento entre a turbina e o gerador elétrico enquanto a máquina elétrica e os conversores de potência são responsáveis por converter a energia mecânica em energia elétrica e fazer o acoplamento do gerador com a rede elétrica, respectivamente.

Por final, o sistema de controle de potências avalia as referências de potência ativa ( $P_{ref}$ ) do gerador, do ângulo das pás ( $\beta_{ref}$ ) e da potência reativa ( $Q_{ref}$ ) em função da velocidade do vento e da tensão da rede ( $V_{rede}$ ), além de atuar sobre os conversores ( $V_{conversores}$ ) e gerador ( $V_{gerador}$ ).

A seguir, os detalhes a respeito destes blocos serão descritos.

### 3.1 Sistema Aerodinâmico da Turbina Eólica

As turbinas eólicas são máquinas que captam a energia cinética dos ventos e a transforma em energia mecânica que, por sua vez, pode ser transformada em energia elétrica por meio de um gerador elétrico. A representação da potência extraída do vento depende do tipo de turbina, que pode ser de eixo vertical ou horizontal, conforme já discutido, do tamanho e quantidade de hélices, entre outras características.

Considerando uma turbina de eixo horizontal de três hélices e velocidade variável, a máxima potência mecânica em Watts extraída do vento é dada por:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.1)$$

onde  $V_v$  é a velocidade do vento em  $m/s$ ,  $\rho$  é a densidade do ar em  $Kg/m^3$ ,  $A$  é a área coberta pelas pás da turbina em  $m^2$ , ou seja,  $A = \pi R^2$  sendo  $R$  o raio das pás em  $m$ ,  $C_p$  é o coeficiente de potência da turbina (adimensional).

O coeficiente de potência  $C_p$  corresponde à parcela de potência que pode ser extraída do movimento das massas de ar. Este valor geralmente é obtido experimentalmente e fornecido pelos fabricantes de aerogeradores e depende do ângulo de passo ( $\beta$ ) das pás da turbina, dos parâmetros construtivos da mesma e da relação de velocidade na ponta da pá ( $\lambda$ ), que corresponde à relação entre a velocidade da turbina e a velocidade do vento, dada por:

$$\lambda = \frac{\omega_T R}{V_v} \quad (3.2)$$

onde  $\omega_T$  é a velocidade do rotor da turbina em  $rad/s$  e  $R$ , já definida anteriormente, é o raio das pás em  $m$ .

Teoricamente, a máxima energia que pode ser capturada do vento por uma turbina eólica corresponde a 59,3% da energia disponível na massa de ar, valor este conhecido como coeficiente ou limite de Betz. Na prática, o coeficiente de potência é menor que o coeficiente de Betz devido às perdas mecânicas e elétricas no sistema eólico, podendo variar de 25 a 45%, segundo [Anaya-Lara et al. \(2009\)](#).

Analiticamente, uma aproximação pode ser utilizada para descrever a aerodinâmica de uma turbina e calcular o valor de  $C_p$ :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (3.3)$$

sendo:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \quad (3.4)$$

Os coeficientes  $c_1$  a  $c_9$  derivam dos parâmetros internos de uma turbina específica. Na Tabela 1 são apresentados os valores dos coeficientes propostos por diversos autores. A Figura 8 apresenta a curva característica do coeficiente de desempenho  $C_p$  em função

Tabela 1: Coeficientes para o cálculo de  $C_p$

	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$c_7$	$c_8$	$c_9$
Heier (1998)	0,50	116	0,40	0,000	-	5,0	21,0	0,08	0,035
Sloutweg et al. (2001)	0,22	116	0,40	0,000	-	5,0	12,5	0,08	0,035
Sloutweg et al. (2003)	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

Fonte: Elaborada pela autora

de  $\lambda$  para diversos valores de  $\beta$ , segundo a aproximação de Sloutweg et al. (2003) para as Equações (3.3) e (3.4). A partir da análise da Figura, observa-se que o valor máximo de  $C_p$ , tal que  $C_p = C_p^{m\acute{a}x}$ , é atingido para o ângulo de passo nulo, ou seja,  $\beta = 0^\circ$ . Além disso, esse valor máximo é alcançado com uma relação de velocidade cujo valor é definido como valor ótimo ( $\lambda_{opt}$ ) de forma que  $C_p(\lambda_{opt}, \beta = 0^\circ) = C_p^{m\acute{a}x}$ . Neste caso específico, o valor máximo de  $C_p$  ( $C_p^{m\acute{a}x} \simeq 0,44$ ) ocorre para uma relação de velocidades  $\lambda = 7,2$ .

É possível observar também como o ângulo de passo  $\beta$  influencia a extração da potência de forma que pequenas mudanças no valor de  $\beta$  implicam variações consideráveis da potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica. À medida que o ângulo  $\beta$  aumenta, o valor de pico da curva  $C_p \times \lambda$  e seu ponto de operação ótimo diminuem. Desta forma, o controle do ângulo de passo é um importante mecanismo de regulação da potência em sistemas eólicos, principalmente para limitar a potência extraída em situações de ventos intensos.

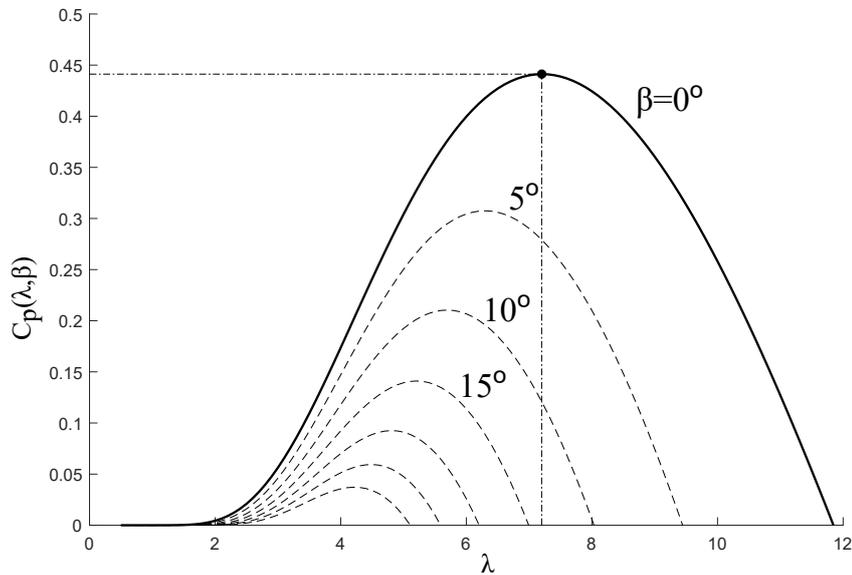
Assumindo que sejam controlados o ângulo  $\beta$  e a velocidade do rotor  $\omega_T$  de forma a manter a relação de velocidades em seu valor ótimo  $\lambda_{opt}$ , tal que maximize o valor de  $C_p$ , a equação (3.1) de potência mecânica pode ser reescrita:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p^{m\acute{a}x} V_v^3 \quad (3.5)$$

o que significa que, se o coeficiente de potência for mantido constante em seu valor máximo, a potência extraída, bem como a potência elétrica na saída do gerador, tornam-se uma função cúbica da velocidade do vento. Essa situação pode ser vista na região II da Figura 9.

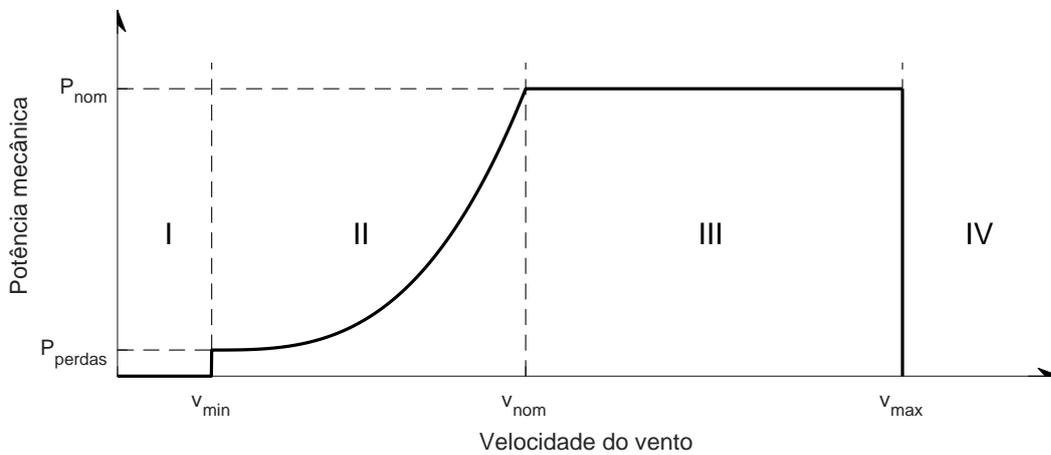
As regiões definidas na Figura 9 consistem em zonas de operação da turbina eólica, sendo elas:

Figura 8: Coeficiente de desempenho da turbina eólica segundo [Slootweg et al. \(2003\)](#)



Fonte: Elaborada pela autora

Figura 9: Potência mecânica da turbina em função da velocidade do vento



Fonte: Elaborada pela autora

- Região I: a velocidade do vento é muito baixa e não compensa as perdas do sistema, por isso o sistema é desligado. Neste contexto, as turbinas eólicas são projetadas para partir com uma velocidade em torno de 5m/s ([ANAYA-LARA et al., 2009](#)).
- Região II: o sistema opera para extração da máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT). Neste caso, o controle que é feito por meio do conversor conectado ao rotor do gerador de indução atua para manter o coeficiente de potência

em seu valor máximo, ou seja, o controle do ângulo de passo permanece inativo com  $\beta$  fixo em  $0^\circ$ . À medida que a velocidade do vento aumenta, a potência extraída também aumenta até atingir os valores nominais.

- Região III: a velocidade de vento e potência extraída atingem seus valores nominais e o controle do ângulo de passo (ou controle *pitch*) passa a atuar limitando a potência em seu valor nominal.
- Região IV: a turbina é desligada para evitar danos mecânicos devido à alta velocidade do vento.

Os controles mencionados nas regiões II e III serão descritos nas subseções seguintes.

### 3.1.1 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Uma das vantagens dos geradores de indução duplamente alimentados consiste na possibilidade de operação em velocidade variável, o que permite o controle dinâmico do gerador de forma desacoplada por meio dos conversores. O objetivo da estratégia de controle é extrair a máxima potência do vento, como mostra a relação potência/velocidade na Figura 10, cujas variáveis são expressas em pu por unidade (pu) por conveniência.

Como pode ser visto, para cada velocidade de vento existe uma velocidade de operação do rotor que maximiza a extração da potência quando o gerador opera abaixo dos valores nominais. Desta forma, no que se refere à extração da máxima potência, o ângulo de passo é configurado para o valor que maximize a eficiência da turbina e, então, o controle de velocidade/potência é realizado pelo gerador e seus conversores.

Neste modo de operação, o coeficiente de desempenho é máximo ( $C_p^{máx}$ ) e o ângulo de passo é igual a zero  $\beta = 0^\circ$ . Para estes valores de  $\beta$  e  $C_p$  há uma relação de velocidade ótima entre a turbina e a ponta da pá ( $\lambda_{opt}$ ), que é mantida constante para velocidades de vento abaixo do valor nominal, e servirá como referência para a determinação da velocidade ótima e da potência de MPPT utilizadas para o controle do gerador.

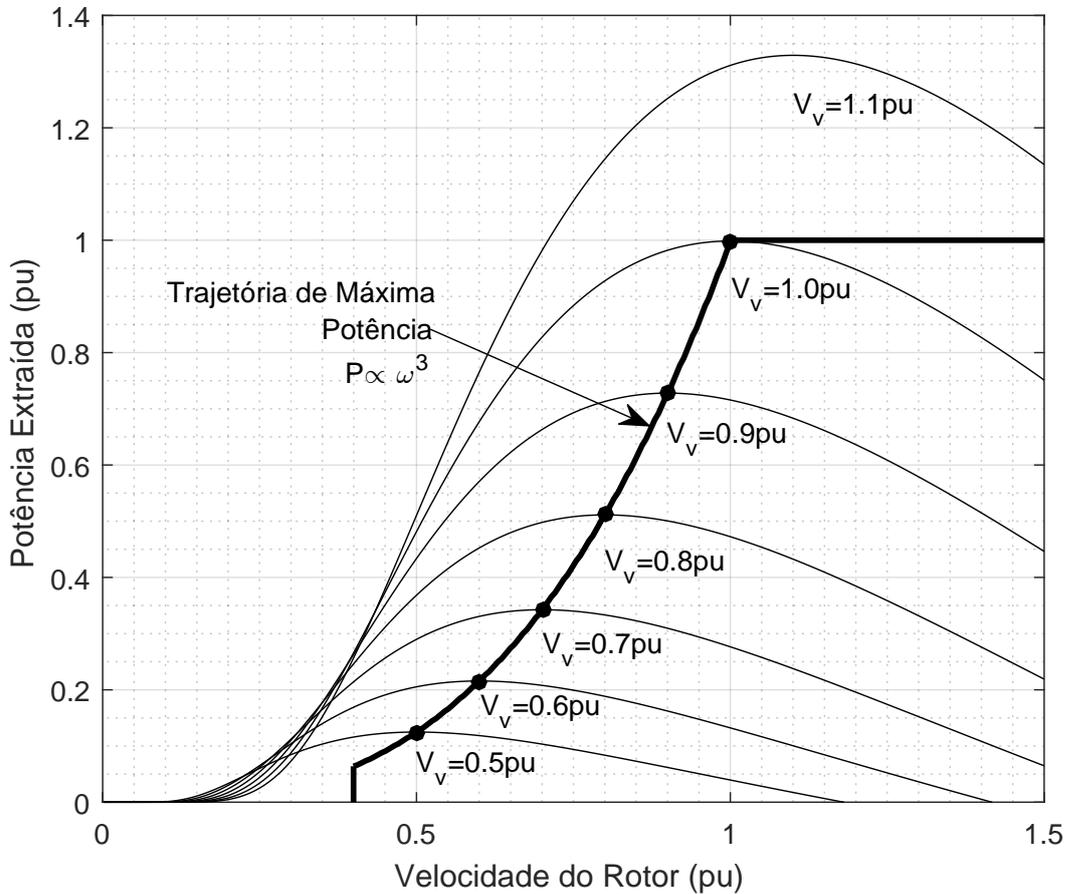
A partir da equação (3.5), a relação potência/velocidade na região de extração de máxima potência é dada por:

$$P_{mppt} = k_{opt}\omega_T^3 \quad (3.6)$$

tal que  $k_{opt}$  é uma constante que depende dos parâmetros da turbina, dos valores ótimos do coeficiente de potência e da relação de velocidades:  $k_{opt} = 0,5\rho\pi R^5 C_p^{máx} / \lambda_{opt}$ .

De acordo com a curva de potência ilustrada na Figura 10, pode se estabelecer uma relação com as regiões da Figura 9. Inicialmente, a velocidade vento não atingiu a velocidade de corte mínima e a turbina permanece desligada. Entre a velocidade de corte mínima e a velocidade nominal, o ângulo de passo é ajustado para zero e seu controle não atua. A turbina opera com velocidade variável com controle MPPT pelo conversor

Figura 10: Curva  $P \times \omega$  para extração da máxima potência (MPPT)



Fonte: Elaborada pela autora

do gerador. Por fim, ao atingir a velocidade nominal, a potência capturada é mantida constante por meio do controle do ângulo de passo que começa a atuar para proteger a turbina contra danos mecânicos enquanto o sistema entrega potência nominal para rede. Quando a velocidade do vento atinge ou excede a velocidade de corte máxima, as lâminas das pás são viradas completamente fora do vento. Nenhuma energia é capturada e a velocidade da turbina é reduzida a zero. A turbina será bloqueada no modo desligada para evitar danos causados pelo vento forte (WU et al., 2011).

### 3.1.2 Sistema de Controle do Ângulo de Passo

A velocidade de uma turbina eólica geralmente é controlada para extrair a máxima potência dos ventos, como descrito anteriormente. Neste caso, o ângulo de passo permanece nulo e o controle de velocidade é realizado por meio do controle da potência ou do torque eletromagnético da máquina de indução no conversor conectado ao rotor da máquina.

Porém, para manter a turbina operando em uma região segura dentro dos limites

de potência, velocidade e torque, o controle do ângulo de passo é acionado quando a mesma passa a operar sob condições de ventos superiores à velocidade de vento nominal. Esta ação está relacionada à limitação da potência mecânica produzida pela turbina, de acordo com o seu valor nominal, além de servir como uma proteção a danos mecânicos em situação de ventos fortes (AKHMATOV, 2003).

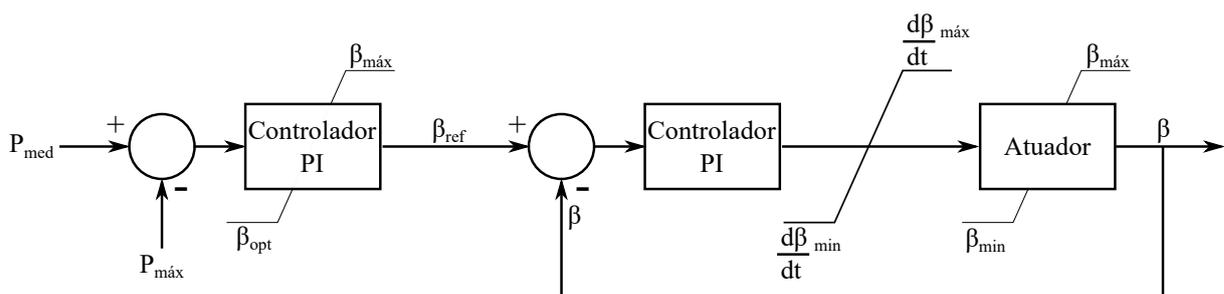
O objetivo do controle do ângulo de passo é manter a velocidade de rotação da turbina e a potência extraída em seus valores nominais (PERDANA, 2006), uma vez que a velocidade não pode mais ser controlada por meio do torque eletromagnético devido à limitação de potência nominal do gerador e dos conversores.

Em termos práticos, o atuador do sistema de controle do ângulo de passo é uma válvula hidráulica ou pneumática que pode ser aproximada por uma dinâmica de primeira ordem, provocando, assim, uma rotação da pá em torno do seu eixo longitudinal, variando o ângulo de acordo com um valor de referência e alterando a potência extraída pela turbina. Quando a potência e/ou velocidade de operação aumenta para valores maiores que os nominais, o ângulo de passo, que inicialmente é zero, também aumenta de forma a frear a turbina e manter a potência e velocidade em seus valores nominais, conforme mencionado anteriormente.

O controle do ângulo de passo também pode ser utilizado para controlar a potência fornecida pelo sistema eólico de forma a prevenir que a potência gerada seja maior que a potência consumida em casos de ventos mais elevados, além de auxiliar na estabilidade dinâmica quando o sistema está submetido a faltas. Estas aplicações são normalmente empregadas em grandes parques eólicos (AKHMATOV, 2003) e previstas, por exemplo, nas especificações do código de rede da Dinamarca (ELTRA, 2000), em que a produção de energia deve reduzir para 20% a partir de qualquer ponto de operação em menos de 2s a partir de um comando externo.

Para pequenos parques eólicos, como é o caso deste trabalho, um modelo simplificado para o controle do ângulo de passo pode ser visto na Figura 11 (AKHMATOV, 2003):

Figura 11: Diagrama de Controle do Ângulo de Passo.



Fonte: Adaptado de (AKHMATOV, 2003)

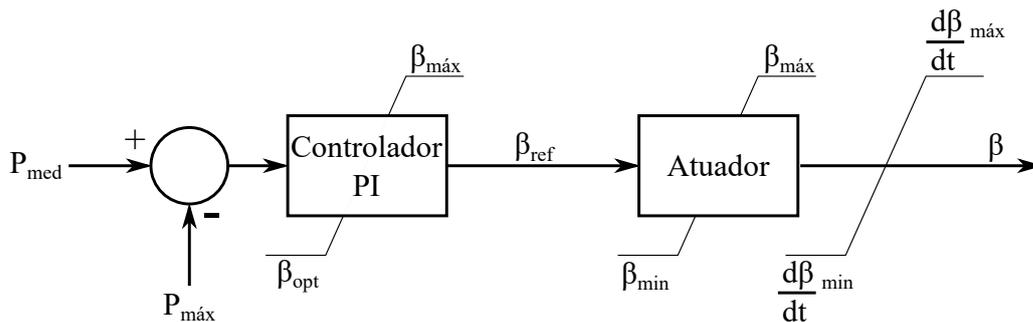
Na Figura 11,  $P_{med}$  é a potência extraída pelo rotor,  $P_{máx}$  é a máxima potência admitida ou a potência nominal da turbina,  $\beta_{opt}$  é o ângulo de passo ótimo, geralmente  $\beta_{opt} = 0^\circ$ ,  $\beta_{máx}$  e  $\beta_{min}$  são os ângulos de passo máximo e mínimo respectivamente e  $\beta_{ref}$  é o ângulo de passo de referência.

Enquanto a potência no rotor é menor que a potência nominal da turbina, o sinal de erro na entrada do controlador proporcional integral (PI) é negativo e o sinal de saída permanece no valor mínimo, que corresponde ao valor ótimo. Esta situação corresponde à operação para extração da máxima potência do vento, em que o ângulo de passo é nulo e a velocidade ótima é controlada pelo conversor por meio do torque eletromagnético do gerador.

Quando a potência extraída passa a ser maior que a potência nominal, o sinal de erro na entrada do controlador é positivo e o ângulo de referência na saída do mesmo aumenta. Este valor é comparado com o ângulo de passo instantâneo da turbina e outro controlador PI, juntamente com o atuador, fazem a implementação deste ângulo.

Uma simplificação do modelo ilustrado na Figura 11 foi adotada nesta tese para a implementação da turbina eólica com base no modelo presente na biblioteca do *software* ANATEM (CEPEL, 2016). O mecanismo de funcionamento do controle em malha aberta apresentado na Figura 12 é semelhante ao controlador anterior, exceto que, quando a potência extraída passa a ser maior que a potência nominal, o ângulo de referência na saída do PI é enviado diretamente ao atuador.

Figura 12: Diagrama de Controle do Ângulo de Passo em Malha Aberta.



Fonte: Elaborada pela autora

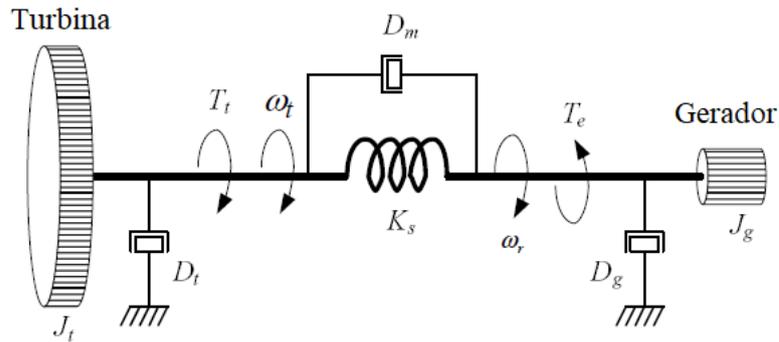
### 3.2 Modelo do Conjunto Mecânico Turbina-Gerador

O sistema de transmissão de potência da turbina eólica é constituído pelas pás ligadas ao cubo do rotor acopladas ao eixo de baixa velocidade, que está ligado à caixa de engrenagens, responsável por multiplicar a velocidade de rotação para o eixo de alta velocidade, o qual é conectado ao gerador.

Para representar este sistema de transmissão, o conjunto turbina-gerador é descrito com base no modelo de duas massas da Figura 13, o qual representa a estrutura do trem de acionamento da turbina eólica. Cada uma das massas consiste em uma inércia, sendo que a primeira ( $J_t$ ) representa a turbina, parte das engrenagens e o eixo de baixa velocidade, e a segunda ( $J_g$ ) representa o rotor do gerador, o eixo de alta velocidade e parte das engrenagens. As inércias são conectadas entre si por meio de uma mola ( $K_s$ ), que representa a rigidez da caixa de engrenagens e do eixo mecânico (PERDANA, 2006).

Três componentes de amortecimento estão representados no modelo:  $D_t$  e  $D_g$  os coeficientes de fricção turbina e do gerador respectivamente, que representam as perdas mecânicas por fricção no movimento rotacional, e  $D_m$  o coeficiente que representa o amortecimento devido ao acoplamento entre as duas massas (ABAD et al., 2011).

Figura 13: Estrutura do trem de acionamento de uma turbina eólica



Fonte: adaptada de Perdana (2006)

Desprezando-se os coeficientes de fricção da turbina e gerador ( $D_t$  e  $D_g$ ), o modelo matemático do sistema de duas massas é dado por:

$$H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t - K_s(\theta_r - \theta_t) - D_m(\omega_r - \omega_t) \quad (3.7)$$

$$H_g \frac{d\omega_r}{dt} = -T_e + K_s(\theta_r - \theta_t) + D_m(\omega_r - \omega_t) \quad (3.8)$$

$$\frac{d\theta_t}{dt} = \omega_t \quad (3.9)$$

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \quad (3.10)$$

sendo  $H_t$  e  $H_g$  a constante de inércia da turbina e do gerador, respectivamente,  $\omega_t$  e  $\omega_r$  a velocidade angular da turbina e do gerador, respectivamente,  $\theta_t$  e  $\theta_r$  a posição angular da turbina e do gerador, respectivamente,  $T_t$  e  $T_e$  são os torques mecânico da turbina e eletromagnético do gerador, respectivamente.

Nas Equações (3.7) e (3.8) a constante de inércia ( $H$ ) é definida como a razão entre a energia cinética armazenada no rotor na velocidade nominal e a potência nominal do gerador elétrico:

$$H = 0,5 \frac{J\omega_{nom}^2}{S_{nom}} \quad (3.11)$$

onde  $\omega_{nom}$  e  $S_{nom}$  correspondem à velocidade e à potência nominais do gerador.

O modelo de duas massas pode ser simplificado ainda mais desprezando-se a flexibilidade do eixo de acoplamento ( $K_s$ ), uma vez que a dinâmica torcional do eixo não é objeto de estudo neste trabalho. Neste caso,  $\omega_t = \omega_m$ , resultando em uma única inércia que corresponde à soma da inércia do rotor do gerador e da turbina ( $J_{eq} = J_t + J_g$ ). A equação matemática do modelo de massa única é dada por:

$$2H_{eq} \frac{d\omega_m}{dt} = T_t - T_e = T_a \quad (3.12)$$

onde  $H_{eq} = H_t + H_g$  é a inércia equivalente do sistema de eixos,  $T_a$  é o torque de aceleração, o qual é nulo em regime permanente.

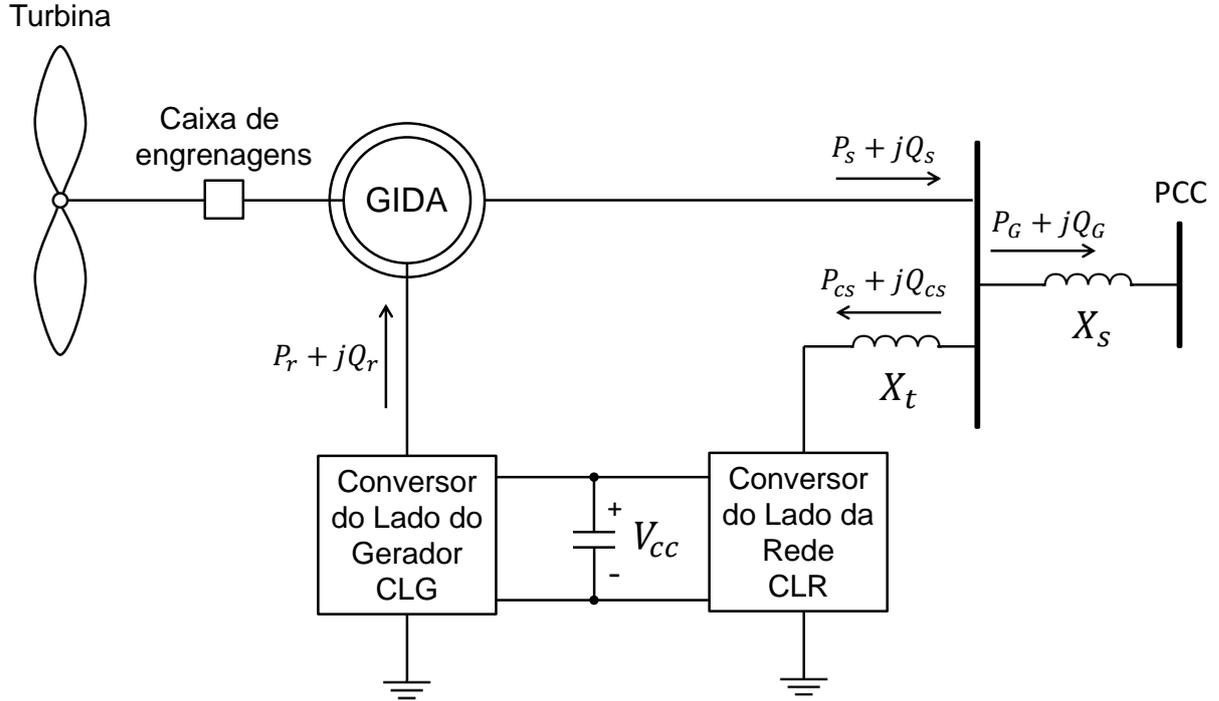
### 3.3 Modelo Elétrico do Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Uma das principais tecnologias de turbinas eólicas baseia-se no uso do gerador de indução duplamente alimentado (GIDA). Esta máquina, que é um elemento chave da turbina eólica, é conhecida na literatura como gerador de indução de rotor de bobinado (GIRB) e apresenta muitas semelhanças com a popular máquina de indução de gaiola de esquilo (MIGE). No entanto, apesar do paralelismo entre ambas as máquinas, o GIRB exige um estudo específico para um entendimento adequado (ABAD et al., 2011).

A Figura 14 mostra a configuração típica de um gerador de indução duplamente alimentado. É composto por um gerador de indução de rotor bobinado com anéis coletores para transmitir corrente para dentro ou para fora dos enrolamentos do rotor de forma que a operação em velocidade variável é obtida pela injeção de uma tensão controlada no rotor na frequência do escorregamento. Como pode ser visto, o estator da máquina é diretamente conectado à rede elétrica enquanto o rotor é alimentado através do conversor de potência *back-to-back*. O conversor do lado do gerador (CLG) é conectado aos enrolamentos do rotor da máquina e o conversor do lado da rede (CLR) é conectado à rede ao passo que, os mesmos são conectados entre si por meio de um ramo de corrente contínua (CC) com um capacitor denominado por elo CC.

O controle do gerador é realizado pelos conversores, os quais desacoplam a frequência elétrica da rede da frequência mecânica do rotor da máquina, permitindo a operação da turbina em velocidade variável. A proteção do sistema é realizada por meio dos limites de tensão e pelo "crowbar" de sobre-correntes (ANAYA-LARA et al., 2009).

Figura 14: Configuração típica de um gerador de indução duplamente alimentado



Fonte: Adaptada de (RANGEL et al., 2005)

Quando o estator da máquina, composto por três enrolamentos espaçados de 120 graus entre si com  $p$  pares de polos, é alimentado por uma tensão trifásica balanceada de frequência  $f_s$ , fluxos são induzidos no estator possibilitando uma rotação em velocidade constante. Com isso, a velocidade síncrona ( $n_s$ ) do fluxo do estator é dada por:

$$n_s = \frac{60f_s}{p} (rpm) \quad (3.13)$$

Devido à Lei de Faraday, surge uma tensão induzida nos enrolamentos do rotor que depende da relação entre a velocidade rotacional do fluxo do estator e a velocidade rotacional do rotor. Deste modo, a frequência angular das tensões induzidas no rotor é dada por:

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m \quad (3.14)$$

onde  $\omega_r$  é a frequência angular das tensões e correntes nos enrolamentos do rotor em  $rad/s$ ,  $\omega_s$  é a frequência angular das tensões e correntes nos enrolamentos do estator em  $rad/s$ ,  $\omega_m$  é a frequência do rotor em  $rad/s$  e  $\omega_m = p\Omega_m$  onde  $\Omega_m$  é a velocidade rotacional mecânica do rotor em  $(rad/s)$ .

Assim, a relação entre a velocidade do rotor e estator é definida como escorregamento ( $s$ ) dado por:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (3.15)$$

Combinando as expressões anteriores, a relação entre o escorregamento e a frequência angular do rotor e estator é dada por:

$$\omega_r = s\omega_s \quad (3.16)$$

Um sistema composto por GIDA pode fornecer energia para a rede através do estator e do rotor, como ilustrado na Figura 14, enquanto o rotor também pode absorver energia. Isso depende da velocidade de rotação do gerador e do escorregamento. Se o gerador operar acima da velocidade síncrona, a energia será fornecida do rotor através dos conversores para a rede e, se o gerador operar abaixo da velocidade síncrona, o rotor absorverá a energia da rede através dos conversores (ANAYA-LARA et al., 2009; ABAD et al., 2011):

$$\begin{aligned} \omega_m < \omega_s &\implies \omega_r > 0 \implies \text{Modo subsíncrono} \\ \omega_m = \omega_s &\implies \omega_r = 0 \implies \text{Modo síncrono} \\ \omega_m > \omega_s &\implies \omega_r < 0 \implies \text{Modo supersíncrono} \end{aligned}$$

Por meio do escorregamento também é possível obter uma relação aproximada entre as potências do rotor e estator. Em regime permanente, a relação entre as potências no GIDA está ilustrada na Figura 15. Inicialmente, a potência mecânica  $P_m$  é fornecida pela turbina de modo que parte desta potência é entregue pelo rotor para o conversor por meio dos anéis coletores  $P_r$ , parte é perdida por meio de perdas no cobre do rotor e a parte restante flui pelo entreferro para o estator  $P_{air-gap}$ . No estator, parte da potência é perdida e o restante é entregue pelo estator  $P_s$  para a rede. A potência total gerada  $P_g$  (que consiste na potência no estator mais a potência no rotor) é que flui para a rede. É importante ressaltar que a potência no conversor é bidirecional, ou seja,  $P_r$  pode ser enviada ou recebida, dependendo da característica operativa do gerador.

Desprezando as perdas no cobre do estator e rotor, então:

$$P_m = P_s + P_r \quad (3.17)$$

sendo  $P_r$  positiva se enviada para a rede e negativa se recebida da rede.

Expressando a equação (3.17) em termos do torque, resulta:

$$T\omega_m = T\omega_s + P_r \quad (3.18)$$

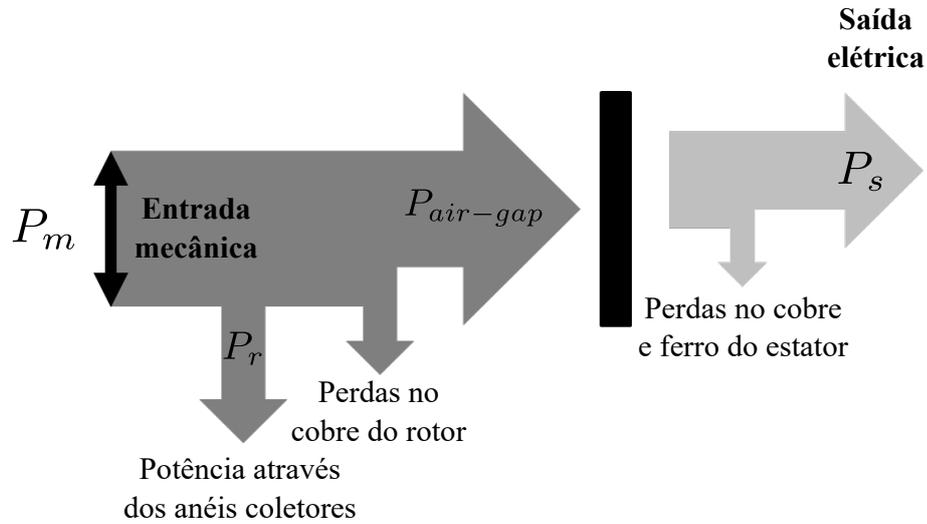
onde  $P_m = T\omega_m$  e  $P_s = T\omega_s$ . Reorganizando os termos:

$$P_r = T(\omega_m - \omega_s) \quad (3.19)$$

Então, as potências do rotor e do estator relacionam-se através do escorregamento da máquina:

$$P_r = -sT\omega_s = -sP_s \quad (3.20)$$

Figura 15: Relação de potências no GIDA



Fonte: Adaptada de (ANAYA-LARA et al., 2009)

Combinando as Equações (3.17) e (3.20), a potência mecânica pode ser expressa como:

$$P_m = P_s + P_r \quad (3.21)$$

$$= P_s - sP_s$$

$$= (1 - s)P_s \quad (3.22)$$

Logo, a relação entre a potência do gerador, a potência do estator e o torque em pu é dada por:

$$T_e \omega_m = P_g = P_s(1 - s) = P_s \omega_m \quad (3.23)$$

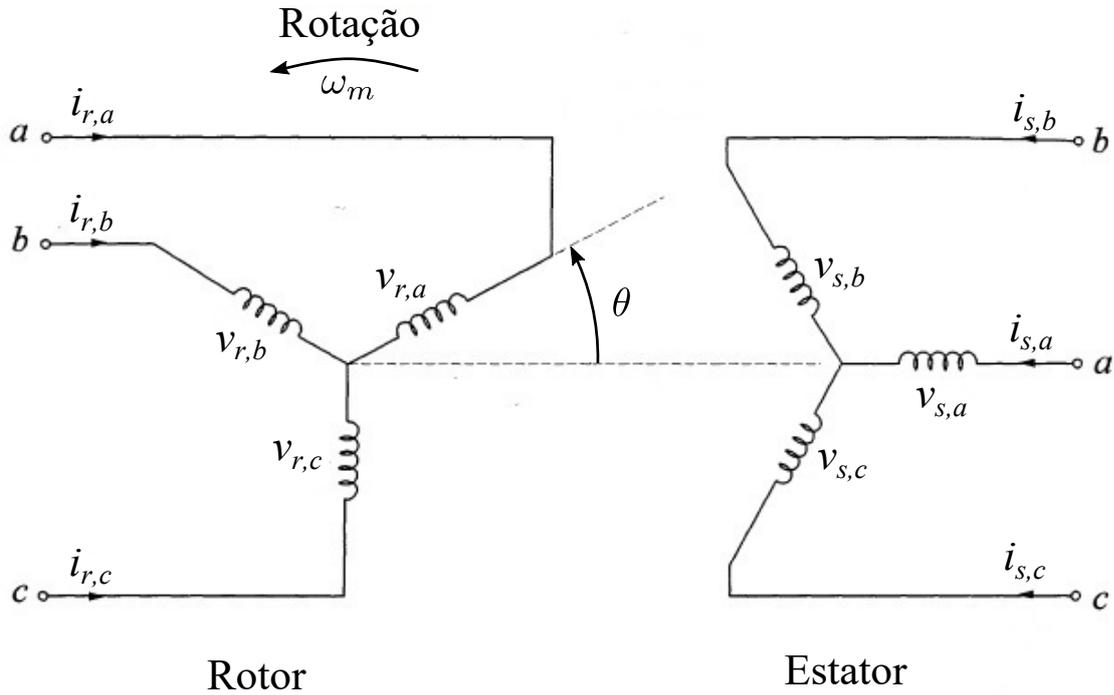
A faixa de controle do escorregamento  $s$  determina o tamanho dos conversores para o GIDA. Devido a limitações mecânicas e a outras restrições, o escorregamento máximo é limitado e a faixa de velocidade operativas geralmente permanece entre 0,7 e 1,2pu.

A Figura 16 mostra os circuitos utilizados para análise do modelo matemático da máquina de indução de rotor bobinado. Os circuitos do rotor e estator consistem em enrolamentos trifásicos  $a$ ,  $b$  e  $c$  espaçados de  $120^\circ$  (graus) entre si e cujas fases estão conectadas em Y.

Ao longo da modelagem dinâmica do GIDA, assume-se: (1) o gerador de indução possui estrutura simétrica com fases balanceadas e (2) o núcleo magnético do estator e rotor é linear com perdas desprezíveis.

A partir dessas considerações e da análise do circuito da Figura 16, as equações

Figura 16: Circuitos do estator e rotor da máquina de indução



Fonte: adaptada de [Kundur \(1994\)](#)

dinâmicas do estator no referencial  $abc$  são dadas por:

$$v_{s,abc}(t) = R_{s,abc}i_{s,abc}(t) + \frac{d}{dt}\psi_{s,abc}(t) \quad (3.24)$$

$$\psi_{s,abc}(t) = L_{ss,abc}i_{s,abc}(t) + L_{sr,abc}(\theta)i_{r,abc}(t) \quad (3.25)$$

onde:

$$v_{s,abc} = \begin{bmatrix} v_{s,a} \\ v_{s,b} \\ v_{s,c} \end{bmatrix} \quad i_{s,abc} = \begin{bmatrix} i_{s,a} \\ i_{s,b} \\ i_{s,c} \end{bmatrix} \quad \psi_{s,abc} = \begin{bmatrix} \psi_{s,a} \\ \psi_{s,b} \\ \psi_{s,c} \end{bmatrix}$$

$v_{s,abc}$  é o vetor das tensões de alimentação das fases do estator (V);

$i_{s,abc}$  é o vetor de correntes de cada fase do estator (A);

$\psi_{s,abc}$  é o vetor de fluxos magnéticos dos enrolamentos de cada fase do estator (Wb);

$R_{s,abc}$  é a matriz que contém as resistências dos enrolamentos do estator ( $\Omega$ );

$\theta$  é a orientação angular entre os enrolamentos do estator e do rotor (rad);

$L_{ss,abc}$  é a matriz de indutâncias próprias dos enrolamentos do estator (H);

$L_{sr,abc}$  é a matriz de indutâncias mútuas entre os circuitos do estator e rotor (H).

Aplicando um procedimento análogo, as equações dinâmicas do rotor, referidas ao estator, são dadas por:

$$v_{r,abc}(t) = R_{r,abc}i_{r,abc}(t) + \frac{d}{dt}\psi_{r,abc}(t) \quad (3.26)$$

$$\psi_{r,abc}(t) = L_{rr,abc}i_{r,abc}(t) + L_{rs,abc}(\theta)i_{s,abc}(t) \quad (3.27)$$

onde:

$$v_{r,abc} = \begin{bmatrix} v_{r,a} \\ v_{r,b} \\ v_{r,c} \end{bmatrix} \quad i_{r,abc} = \begin{bmatrix} i_{r,a} \\ i_{r,b} \\ i_{r,c} \end{bmatrix} \quad \psi_{r,abc} = \begin{bmatrix} \psi_{r,a} \\ \psi_{r,b} \\ \psi_{r,c} \end{bmatrix}$$

$v_{r,abc}$  é o vetor das tensões de alimentação das fases do rotor (V);

$i_{r,abc}$  é o vetor de correntes de cada fase do rotor (A);

$\psi_{r,abc}$  é o vetor de fluxos magnéticos dos enrolamentos de cada fase do rotor (Wb);

$R_{r,abc}$  é a matriz que contem as resistências dos enrolamentos do rotor ( $\Omega$ );

$L_{rr,abc}$  é a matriz de indutâncias próprias dos enrolamentos do rotor (H);

$L_{rs,abc}$  é a matriz de indutâncias mútuas entre os circuitos do rotor e estator (H).

As Equações (3.24)-(3.27) descrevem o comportamento dinâmico do circuito eletromagnético do gerador de indução no referencial estático. No entanto, as indutâncias mútuas entre o estator e rotor variam com o ângulo  $\theta$ , o que torna o sistema variante no tempo.

Para o estudo de estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos, é comum utilizar uma abordagem no referencial girante para o modelo elétrico do gerador. Isto permite eliminar parâmetros variantes no tempo, como é o caso da indutância mútua no gerador de indução, e simplificar o modelo e sua análise.

A mudança de referencial adotada é obtida por meio da Transformação de Park, ou transformada  $0dq$ , onde as variáveis do rotor e estator são referidas a uma nova referência que é girante, com velocidade síncrona  $\omega_s$ , resultando em novas variáveis com componentes no eixo d e no eixo q.

O sistema resultante no referencial dq após aplicar a transformada de Park é dado por:

- Equações do estator:

$$v_{s,dq} = R_{s,dq} i_{s,dq} + \omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \psi_{s,dq} + \frac{d}{dt} \psi_{s,dq} \quad (3.28)$$

$$\psi_{s,dq} = L_{ss,dq} i_{s,dq} + L_{sr,dq} i_{r,dq} \quad (3.29)$$

onde:

$$v_{s,dq} = \begin{bmatrix} v_{s,d} \\ v_{s,q} \end{bmatrix} \quad i_{s,dq} = \begin{bmatrix} i_{s,d} \\ i_{s,q} \end{bmatrix} \quad \psi_{s,dq} = \begin{bmatrix} \psi_{s,d} \\ \psi_{s,q} \end{bmatrix} \quad i_{r,dq} = \begin{bmatrix} i_{r,d} \\ i_{r,q} \end{bmatrix}$$

$v_{s,dq}$  é o vetor das tensões de alimentação dos eixos dq do estator (V);

$i_{s,dq}$  é o vetor de correntes dos eixos dq do estator (A);

$i_{r,dq}$  é o vetor de correntes dos eixos dq do rotor (A);

$\psi_{s,dq}$  é o vetor de fluxos magnéticos dos eixos dq estator (Wb);

$\omega_s$  é a velocidade síncrona (rad/s);

$L_{ss,dq}$  é a matriz de indutâncias próprias do estator no referencial síncrono (H);

$L_{sr,dq}$  é a matriz de indutâncias mútuas entre os circuitos do estator e rotor no referencial síncrono (H).

- Equações do rotor:

$$v_{r,dq} = R_{r,dq} i_{r,dq} + s\omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \psi_{r,dq} + \frac{d}{dt} \psi_{r,dq} \quad (3.30)$$

$$\psi_{r,dq} = L_{rr,dq} i_{r,dq} + L_{rs,dq} i_{s,dq} \quad (3.31)$$

onde:

$$v_{r,dq} = \begin{bmatrix} v_{r,d} \\ v_{r,q} \end{bmatrix} \quad \psi_{r,dq} = \begin{bmatrix} \psi_{r,d} \\ \psi_{r,q} \end{bmatrix}$$

$v_{r,dq}$  é o vetor das tensões de alimentação dos eixos dq do rotor (V);

$\psi_{r,dq}$  é o vetor de fluxos magnéticos dos eixos dq estator (Wb);

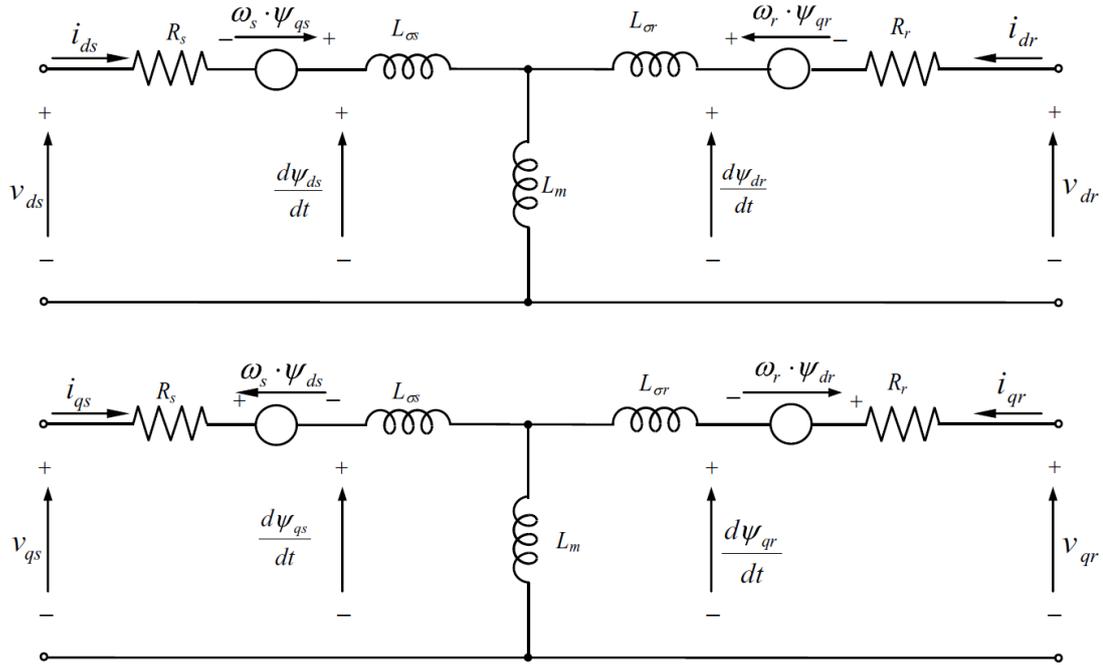
$L_{rr,dq}$  é a matriz de indutâncias próprias do rotor no referencial síncrono (H);

$L_{rs,dq}$  é a matriz de indutâncias mútuas entre os circuitos do estator e rotor no referencial síncrono (H);

$s$  é o escorregamento definido por  $s = (w_s - w_m)/w_s = \omega_r/\omega_s$  onde  $w_m$  é a velocidade do rotor.

Com isso, as Equações (3.28)-(3.31) representam a máquina de indução nos eixos dq, de referência rotativa em velocidade síncrona, os quais correspondem a enrolamentos fictícios. Uma vez operando como motor,  $s$  e  $sw_s$  são positivos e, na condição de gerador,  $s$  e  $sw_s$  são negativos. O circuito equivalente do modelo dq do GIDA, em coordenadas síncronas, está representado na Figura 17.

Figura 17: Circuito elétrico do modelo dq de um GIDA em coordenadas síncronas



Fonte: Retirado de (ABAD et al., 2011)

Para representar o sistema em por unidade (pu), são adotados os valores de tensão  $v_{s,base}$ , corrente  $i_{s,base}$  e frequência  $f_{base}$  nominais do estator. A partir deles, os valores base das variáveis remanescentes podem ser obtidos:

$$\omega_{base} = 2\pi f_{base} \quad \omega_{m,base} = \frac{2}{N_p} \omega_{base} \quad Z_{s,base} = \frac{v_{s,base}}{i_{s,base}}$$

$$L_{s,base} = \frac{v_{s,base}}{i_{s,base} \omega_{base}} \quad \psi_{s,base} = \frac{v_{s,base}}{\omega_{base}}$$

$$S_{base}^{3\phi} = \frac{3}{2} v_{s,base} i_{s,base} \quad T_{e,base} = \frac{3}{2} \frac{N_p}{2} \psi_{s,base} i_{s,base}$$

onde:

$\omega_{base}$  é a velocidade elétrica base em rad/s;

$\omega_{m,base}$  é a velocidade mecânica base em rad/s;

$Z_{s,base}$  é a impedância base em  $\Omega$ ;

$L_{s,base}$  é a indutância base em H;  
 $\psi_{s,base}$  é o fluxo base em Wb.espira;  
 $S_{base}^{3\phi}$  é a potência base trifásica em VA;  
 $T_{e,base}$  é o torque base em N.m;  
 $N_p$  é o número de polos da máquina.

Como as variáveis do rotor estão referidas ao estator, os valores base anteriores são válidos também para o rotor.

Dividindo a equação (3.28) por  $v_{s,base}$ , e sabendo que  $v_{s,base} = Z_{s,base} \dot{i}_{s,base} = \psi_{s,base} \omega_{base}$ , resulta:

$$\frac{v_{s,dq}}{v_{s,base}} = \frac{R_{s,dq}}{Z_{s,base}} \frac{\dot{i}_{s,dq}}{\dot{i}_{s,base}} - \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \frac{\psi_{s,dq}}{\psi_{s,base}} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{\omega_{base}} \frac{\psi_{s,dq}}{\psi_{s,base}} \right) \quad (3.32)$$

Procedimento semelhante é aplicado para a equação (3.30):

$$\frac{v_{r,dq}}{v_{s,base}} = \frac{R_{r,dq}}{Z_{s,base}} \frac{\dot{i}_{r,dq}}{\dot{i}_{s,base}} + \frac{s\omega_s}{\omega_{base}} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \frac{\psi_{r,dq}}{\psi_{s,base}} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{\omega_{base}} \frac{\psi_{r,dq}}{\psi_{s,base}} \right) \quad (3.33)$$

Considerando as resistências de eixo direto e quadratura iguais e a velocidade síncrona igual à velocidade base, em por unidade as tensões no estator e rotor resultam:

$$\bar{v}_{s,dq} = \bar{R}_s \bar{\dot{i}}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \bar{\psi}_{s,dq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \bar{\psi}_{s,dq} \quad (3.34)$$

$$\bar{v}_{r,dq} = \bar{R}_r \bar{\dot{i}}_{r,dq} + s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \bar{\psi}_{r,dq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \bar{\psi}_{r,dq} \quad (3.35)$$

Para as equações de fluxo do estator (3.29) e rotor (3.31), considerando as indutâncias de eixo direto e quadratura iguais, basta dividir ambas por  $\psi_{base}$ , sabendo que  $\psi_{base} = L_{s,base} \dot{i}_{s,base}$ :

$$\bar{\psi}_{s,dq} = \bar{L}_{ss} \bar{\dot{i}}_{s,dq} + \bar{L}_{rs} \bar{\dot{i}}_{r,dq} \quad (3.36)$$

$$\bar{\psi}_{r,dq} = \bar{L}_{rr} \bar{\dot{i}}_{r,dq} + \bar{L}_{rs} \bar{\dot{i}}_{s,dq} \quad (3.37)$$

O torque eletromagnético em pu é dado por:

$$\begin{aligned} T_e &= \bar{i}_{s,q} \bar{\psi}_{s,d} - \bar{i}_{s,d} \bar{\psi}_{s,q} \\ &= \bar{L}_{sr} \left( \bar{i}_{s,q} \bar{\dot{i}}_{r,d} - \bar{i}_{s,d} \bar{\dot{i}}_{r,q} \right) \\ &= \bar{i}_{r,d} \bar{\psi}_{r,q} - \bar{i}_{r,q} \bar{\psi}_{r,d} \end{aligned} \quad (3.38)$$

Portanto, o modelo de 5ª ordem do gerador de indução duplamente alimentado é composto pelas Equações (3.12), (3.34)-(3.37) e (3.38).

Adicionalmente, as potências instantâneas ativa e reativa no circuito do estator são dadas por:

$$p_s = v_{s,a} \dot{i}_{s,a} + v_{s,b} \dot{i}_{s,b} + v_{s,c} \dot{i}_{s,c} \quad (3.39)$$

$$q_s = \frac{1}{\sqrt{3}} [(v_{s,b} - v_{s,c}) \dot{i}_{s,a} + (v_{s,c} - v_{s,a}) \dot{i}_{s,b} + (v_{s,a} - v_{s,b}) \dot{i}_{s,c}] \quad (3.40)$$

Aplicando a Transformação de Park para mudança de referencial, a equação (3.39) pode ser reescrita em função das variáveis nos eixos dq:

$$p_{s,dq} = \frac{3}{2} (v_{s,d} \dot{i}_{s,d} + v_{s,q} \dot{i}_{s,q}) \quad (3.41)$$

$$q_{s,dq} = \frac{3}{2} (v_{s,q} \dot{i}_{s,d} - v_{s,d} \dot{i}_{s,q}) \quad (3.42)$$

De forma similar, as potências no rotor escritas no referencial síncrono são dadas por:

$$p_{r,dq} = \frac{3}{2} (v_{r,d} \dot{i}_{r,d} + v_{r,q} \dot{i}_{r,q}) \quad (3.43)$$

$$q_{r,dq} = \frac{3}{2} (v_{r,q} \dot{i}_{r,d} - v_{r,d} \dot{i}_{r,q}) \quad (3.44)$$

Dividindo as Equações (3.41)-(3.44) pela potência base resulta:

$$P_s = \bar{v}_{s,d} \bar{\dot{i}}_{s,d} + \bar{v}_{s,q} \bar{\dot{i}}_{s,q} \quad (3.45)$$

$$Q_s = \bar{v}_{s,q} \bar{\dot{i}}_{s,d} - \bar{v}_{s,d} \bar{\dot{i}}_{s,q} \quad (3.46)$$

$$P_r = \bar{v}_{r,d} \bar{\dot{i}}_{r,d} + \bar{v}_{r,q} \bar{\dot{i}}_{r,q} \quad (3.47)$$

$$Q_r = \bar{v}_{r,q} \bar{\dot{i}}_{r,d} - \bar{v}_{r,d} \bar{\dot{i}}_{r,q} \quad (3.48)$$

### 3.3.1 Modelo do GIDA para Estudo de Transitórios Eletromecânicos

Para estudos de estabilidade de sistemas de potência, o gerador de indução pode ser modelado como uma fonte de tensão equivalente atrás de uma reatância transitória. Como a dinâmica transitória do fluxo do estator é muito rápida quando comparada à do rotor, é possível desprezá-la (KUNDUR, 1994). Assim, a equação (3.34) se torna:

$$\bar{v}_{s,dq} = \bar{R}_s \bar{\dot{i}}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \bar{\psi}_{s,dq} \quad (3.49)$$

Substituindo a equação do fluxo do estator (3.36) na equação (3.49), resulta:

$$\bar{v}_{s,dq} = \bar{R}_s \bar{\dot{i}}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \bar{L}_{ss} \bar{\dot{i}}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \bar{L}_{rs} \bar{\dot{i}}_{r,dq} \quad (3.50)$$

Isolando as correntes do rotor de eixo direto e quadratura da equação (3.37) e substituindo na equação da tensão do estator (3.50), é obtida a equação da tensão do estator como uma fonte de tensão atrás de uma impedância:

$$\bar{i}_{r,dq} = \frac{\bar{\psi}_{r,dq} - \bar{L}_{rs}\bar{i}_{s,dq}}{\bar{L}_{rr}} \quad (3.51)$$

$$\begin{aligned} \bar{v}_{s,dq} &= \bar{R}_s\bar{i}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \bar{L}_{ss}\bar{i}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}}\bar{\psi}_{r,dq} - \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \frac{\bar{L}_{rs}^2}{\bar{L}_{rr}}\bar{i}_{s,dq} \\ &= \bar{R}_s\bar{i}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_{rs}^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \bar{i}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}}\bar{\psi}_{r,dq} \\ &= \bar{R}_s\bar{i}_{s,dq} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_{rs}^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \bar{i}_{s,dq} + \bar{e}_{dq} \end{aligned} \quad (3.52)$$

Sabendo que, em pu, a indutância é igual à reatância, podemos reescrever (3.52):

$$\bar{v}_{s,dq} = \bar{R}_s\bar{i}_{s,dq} + J\bar{X}'_s\bar{i}_{s,dq} + \bar{e}_{dq} \quad (3.53)$$

onde:

$$J = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

$$\bar{e}_{dq} = J \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}} \bar{\psi}_{r,dq} \quad (3.55)$$

$$\bar{X}'_s = \bar{L}'_s = \bar{L}_{ss} + \frac{\bar{L}_{rs}^2}{\bar{L}_{rr}} \quad (3.56)$$

Em regime permanente senoidal, temos a seguinte equação fasorial:

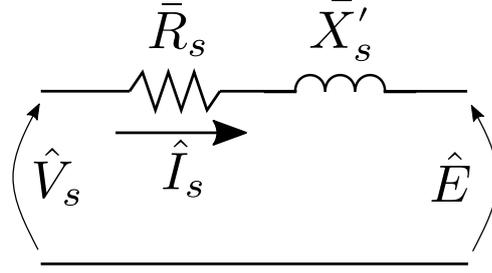
$$\hat{V}_s = \hat{I}_s \left( \bar{R}_s + j\bar{X}'_s \right) + \hat{E} \quad (3.57)$$

Assim, o modelo do estator da máquina de indução para estudos de estabilidade transitória pode ser visto na Figura 18 representado por um circuito equivalente e por uma fonte de tensão controlada pelo rotor ( $\hat{E}$ ).

As equações diferenciais dos circuitos do rotor do gerador de indução com tensão equivalente atrás da reatância transitória como variável de estado podem ser obtidas considerando o eixo de referência alinhado com a referência síncrona do sistema CA. Para representar adequadamente a dinâmica do GIDA, o modelo de segunda ordem do gerador de indução é obtido substituindo a equação (3.51) na equação (3.35), resultando:

$$\bar{v}_{r,dq} = \bar{R}_r \left( \frac{\bar{\psi}_{r,dq} - \bar{L}_{rs}\bar{i}_{s,dq}}{\bar{L}_{rr}} \right) + sJ\bar{\psi}_{r,dq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \bar{\psi}_{r,dq} \quad (3.58)$$

Figura 18: Circuito equivalente transitório da máquina de indução



Fonte: Adaptada de (KUNDUR, 1994)

Rearranjando as Equações (3.55) e (3.56) e substituindo na equação (3.58), é obtida uma equação diferencial da tensão de saída do modelo:

$$\bar{\psi}_{r,dq} = J^{-1} \frac{\bar{L}_{rr}}{\bar{L}_{rs}} \bar{e}_{dq} \quad (3.59)$$

$$\bar{v}_{r,dq} = J^{-1} \frac{\bar{R}_r}{\bar{L}_{rr}} \frac{\bar{L}_{rr}}{\bar{L}_{rs}} \bar{e}_{dq} - \frac{\bar{R}_r}{\bar{L}_{rr}} \bar{L}_{rs} \bar{i}_{s,dq} + s \frac{\bar{L}_{rr}}{\bar{L}_{rs}} \bar{e}_{dq} + J^{-1} \frac{1}{\omega_s} \frac{\bar{L}_{rr}}{\bar{L}_{rs}} \frac{d}{dt} \bar{e}_{dq} \quad (3.60)$$

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \bar{e}_{dq} &= \omega_s \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}} J \bar{v}_{r,dq} - \omega_s \frac{\bar{R}_r}{\bar{L}_{rr}} \bar{e}_{dq} + \omega_s J \frac{\bar{R}_r}{\bar{L}_{rr}} \frac{\bar{L}_{rs}^2}{\bar{L}_{rr}} \bar{i}_{s,dq} - s \omega_s J \bar{e}_{dq} \\ &= \omega_s \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}} J \bar{v}_{r,dq} - \frac{1}{T'_o} \bar{e}_{dq} + \frac{1}{T'_o} (\bar{X}'_s - \bar{L}_{ss}) J \bar{i}_{s,dq} - s \omega_s J \bar{e}_{dq} \\ &= -\frac{1}{T'_o} [\bar{e}_{dq} - (\bar{X}'_s - \bar{L}_{ss}) J \bar{i}_{s,dq}] + \omega_s J \left[ \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{r,dq} - s \bar{e}_{dq} \right] \end{aligned} \quad (3.61)$$

onde  $T'_o$  é a constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina definida por:

$$T'_o = \frac{\bar{L}_{rr}}{\omega_s \bar{R}_r} \quad (3.62)$$

e  $e_{dq}$  são as componentes de eixo direto e quadratura da tensão transitória interna tal que  $e = e_d + j \hat{e}_q$ .

Assim, o modelo resultante de terceira ordem para estudos de transitórios eletromecânicos é dado pelo seguinte conjunto de equações mais a equação (3.12):

$$\bar{v}_{s,d} = \bar{R}_s \bar{i}_{s,d} - \bar{X}'_s \bar{i}_{s,q} + \bar{e}_d \quad (3.63)$$

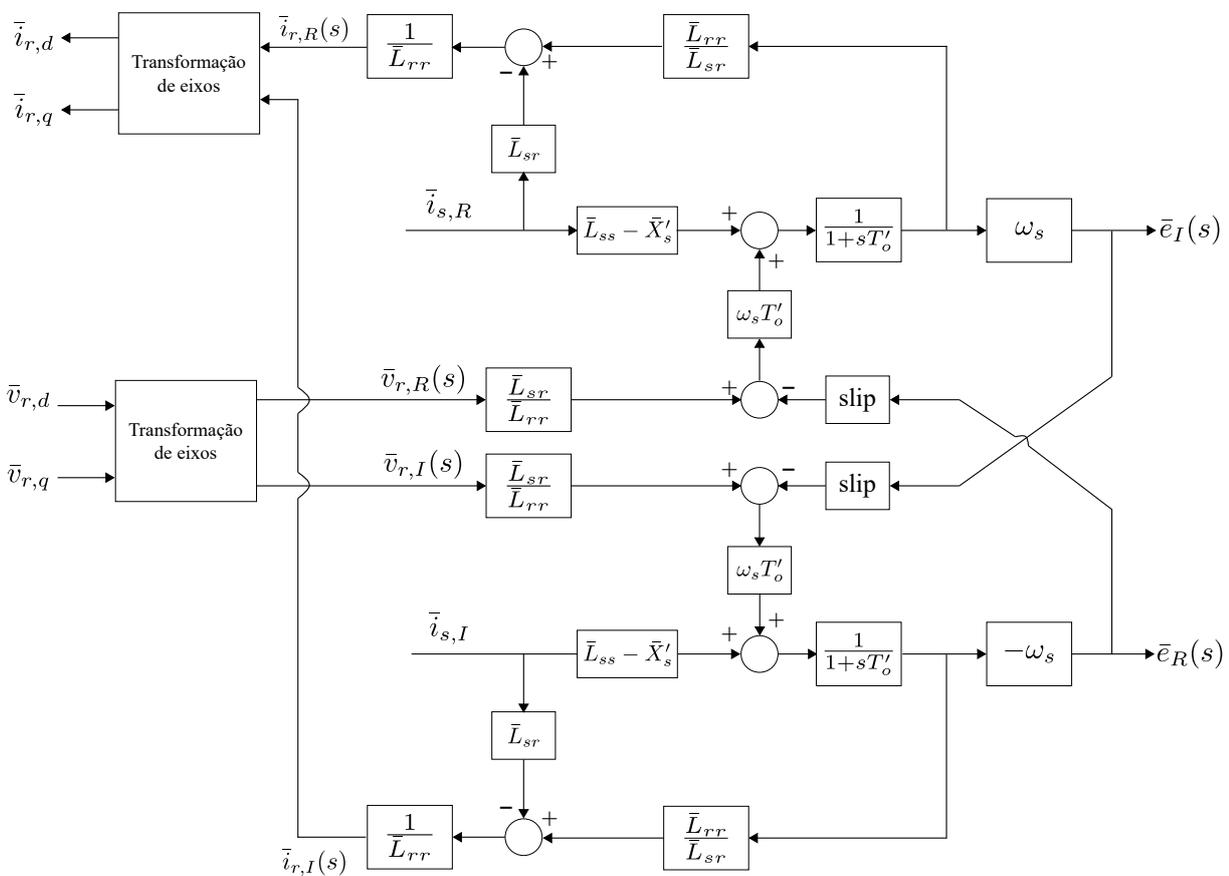
$$\bar{v}_{s,q} = \bar{R}_s \bar{i}_{s,q} + \bar{X}'_s \bar{i}_{s,d} + \bar{e}_q \quad (3.64)$$

$$\frac{d}{dt} \bar{e}_d = -\frac{1}{T'_o} [\bar{e}_d + (\bar{X}'_s - \bar{L}_{ss}) \bar{i}_{s,q}] - \omega_s \left[ \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{r,q} - s \bar{e}_q \right] \quad (3.65)$$

$$\frac{d}{dt} \bar{e}_q = -\frac{1}{T'_o} [\bar{e}_q - (\bar{X}'_s - \bar{L}_{ss}) \bar{i}_{s,d}] + \omega_s \left[ \frac{\bar{L}_{rs}}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{r,d} - s \bar{e}_d \right] \quad (3.66)$$

A Figura 19 apresenta o diagrama de blocos da representação da máquina de indução para análise de transitórios eletromecânicos correspondente às equações (3.63) a (3.66) (RANGEL et al., 2005). Pelo fato das referências angulares para o sistema de potência e o controle dos conversores serem distintas, é necessária uma transformação de eixos. Na figura, os índices “R” e “I” referem-se respectivamente às componentes real e imaginária do eixo do sistema de potência, *slip* é o escorregamento e “s” se refere ao domínio de Laplace.

Figura 19: Modelo dinâmico do GIDA no ANATEM



Fonte: Adaptado de (RANGEL et al., 2005)

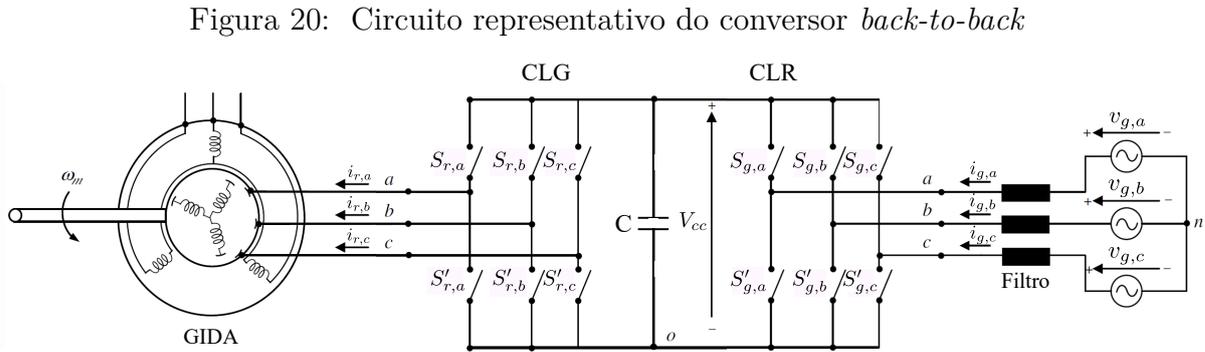
### 3.4 Modelo do Conversor *Back-to-Back* e Elo CC

Como mencionado anteriormente, o GIDA consiste essencialmente em uma máquina de indução com rotor bobinado, cujo circuito do rotor é controlado por dispositivos externos de forma a desempenhar uma operação em velocidade variável. O estator do gerador é conectado a rede por meio de um transformador enquanto o rotor é conectado à rede por meio de conversores de potência e de filtros harmônicos.

A potência nominal do GIDA configura-se normalmente na faixa de centenas de Watts a vários megawatts. Neste trabalho, o estator do gerador fornece energia da turbina eólica para a rede e, portanto, o fluxo de energia é unidirecional. No entanto, o fluxo de energia no circuito do rotor é bidirecional, dependendo das condições de operação.

A energia pode ser fornecida do rotor para a rede e vice-versa através do conversor do lado do gerador e do conversor do lado da rede. Como a potência máxima do rotor é de aproximadamente 30% da potência nominal do estator, a potência dos conversores é substancialmente reduzida em comparação com os sistemas eólicos com conversores de capacidade total (WU et al., 2011).

Os conversores CLG e CLR, que desempenham o papel de controle do GIDA, compõem um conversor *back-to-back*, ilustrado na Figura 20, e são tipicamente baseados na topologia do conversor de fonte de tensão de dois níveis (ABAD et al., 2011).



Fonte: Adaptado de (ABAD et al., 2011)

No conversor de dois níveis um dos módulos é responsável por retificar a tensão e o outro tem o papel de inversor. Ambos, ilustrados na Figura 20, são modelados como chaves (ou comutadores) ideais que permitem o fluxo de corrente nas duas direções.

O comando dos comutadores é feito por meio dos sinais  $S_a$ ,  $S_b$ ,  $S_c$ ,  $S'_a$ ,  $S'_b$ ,  $S'_c$ , onde a, b e c são as fases do sistema trifásico e o subscrito referente a rotor(r) ou rede(g) foram omitidos, uma vez que os conversores CLG e CLR são iguais. A dinâmica de chaveamento é determinada por um esquema PWM (*Pulse Width Modulation*) que possibilita o controle da frequência e amplitude das tensões trifásicas obtidas na saída do conversor CLR.

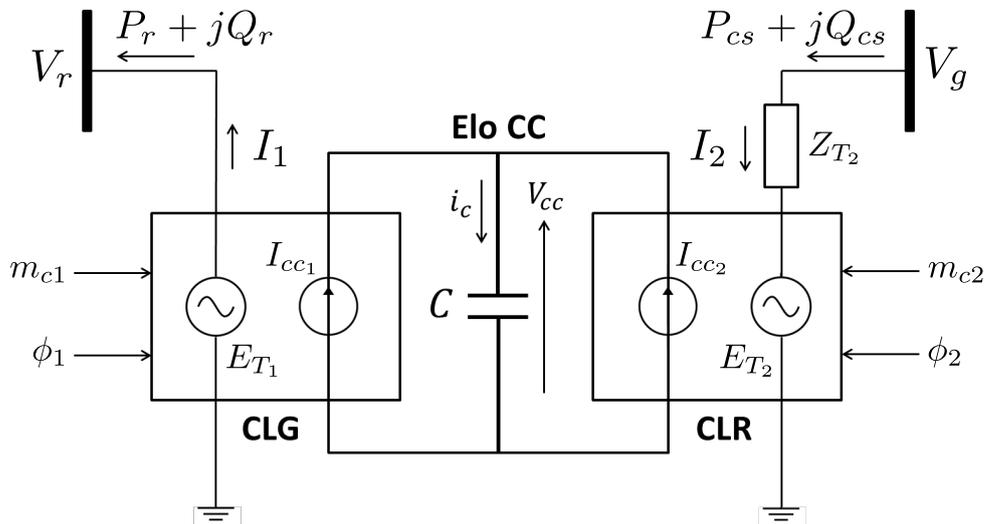
É importante mencionar que as dinâmicas de chaveamento dos conversores são bastante rápidas e, por este motivo, a modelagem neste nível de detalhamento não é relevante para o estudo de transitórios eletromecânicos onde se supõe operação equilibrada. Sendo assim, a dinâmica dos conversores usualmente é simplificada como um modelo de fonte de tensão ou um atraso de tempo.

Uma modelagem genérica para conversores baseados em fontes de tensão, para

ser utilizada em programas de cálculo de fluxo de potência, análise de estabilidade eletromecânica e análise de estabilidade para pequenas perturbações foi desenvolvida em (RANGEL, 2004) e utilizada pelo *software* ANATEM (CEPEL, 2016) adotado para o desenvolvimento deste trabalho.

O Elo CC juntamente com os conversores CLG e CLR que correspondem a este modelo são representados como mostra a Figura 21 (HINGORANI; GYUGYI, 2000). Como pode ser visto, o lado CA dos conversores são modelados como fontes de tensão e os lados CC dos mesmos são modelados como fontes de corrente. A tensão CA de cada um dos conversores possui módulo ( $E_{T_1}$  e  $E_{T_2}$ ) e fase ( $\phi_1$  e  $\phi_2$ ) controláveis (RANGEL et al., 2005).

Figura 21: Representação do conversor *Back-to-Back* e Elo CC



Fonte: Adaptada de Rangel et al. (2005)

Os módulos  $E_{T_1}$  e  $E_{T_2}$  são proporcionais à tensão no capacitor  $V_{cc}$  e aos fatores de modulação  $m_{c1}$  e  $m_{c2}$ , que variam entre 0 e 1 na região linear de operação dos conversores (RANGEL et al., 2005):

$$E_{T_1} = K_{c_1} m_{c_1} V_c e^{j\phi_1} \quad (3.67)$$

$$E_{T_2} = K_{c_2} m_{c_2} V_c e^{j\phi_2} \quad (3.68)$$

onde as constantes  $K_{c_1}$  e  $K_{c_2}$  consideram as relações de base e o fator de forma de onda gerada (RANGEL, 2004; RANGEL et al., 2005).

Os valores de  $E_{T_1}$ ,  $E_{T_2}$ ,  $\phi_1$  e  $\phi_2$  podem ser determinados a partir das componentes "d" e "q" das tensões dos conversores impostas pelos controles. As correntes CC podem ser calculadas segundo Rangel et al. (2005), a partir das correntes CA desprezando as perdas dos conversores. A dinâmica do capacitor CC também é considerada no modelo adotado

(RANGEL et al., 2005).

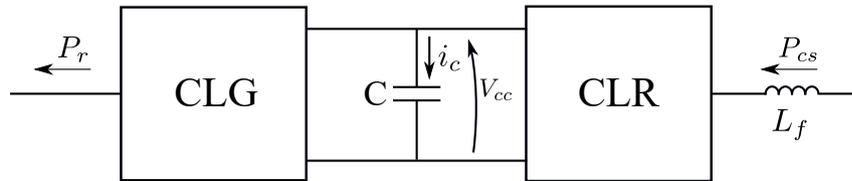
$$I_{cc1} = K'_{c1} m_{c1} (I_{R1} \cos \phi_1 + j I_{I1} \sin \phi_1) \quad (3.69)$$

$$I_{cc2} = K'_{c2} m_{c2} (I_{R2} \cos \phi_2 + j I_{I2} \sin \phi_2) \quad (3.70)$$

### 3.4.1 Modelo do Elo CC

O Elo CC faz a interconexão entre o conversor do lado do gerador e o conversor do lado da rede, compondo a estrutura *back-to-back*. Graças à energia armazenada no capacitor, é possível manter a tensão em seus terminais constante. Sendo assim, as principais características do capacitor são filtrar a saída de tensão do retificador (CLG) e permitir que a potência flua de um conversor para outro. O esquema simplificado do Elo CC pode ser visto na Figura 22.

Figura 22: Elo corrente contínua entre os conversores



Fonte: Elaborada pela autora

A energia armazenada no capacitor é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} C V_{cc}^2 \quad (3.71)$$

onde  $V_{cc}$  é a tensão do barramento CC e  $C$  é a capacitância do capacitor. Desprezando as perdas devido aos chaveamentos dos conversores e assumindo que a potência flui do CLR para o CLG, a potência no capacitor pode ser expressa por:

$$\frac{dE_c}{dt} = C V_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt} = P_{cs} - P_r = P_{cc} \quad (3.72)$$

onde  $P_{cs}$  é a potência que flui pelo filtro de linha de ou para o conversor conectado à rede,  $P_r$  é a potência entregue ao rotor pelo conversor do lado do gerador e  $P_{cc}$  é a potência de carregamento do capacitor. Com isso, a corrente no capacitor  $i_c$ , a qual é usada para controlar a tensão  $V_{cc}$ , é dada por:

$$i_c = C \frac{dV_{cc}}{dt} = \frac{P_{cs} - P_r}{V_{cc}} \quad (3.73)$$

### 3.4.2 Modelo do Filtro de Linha

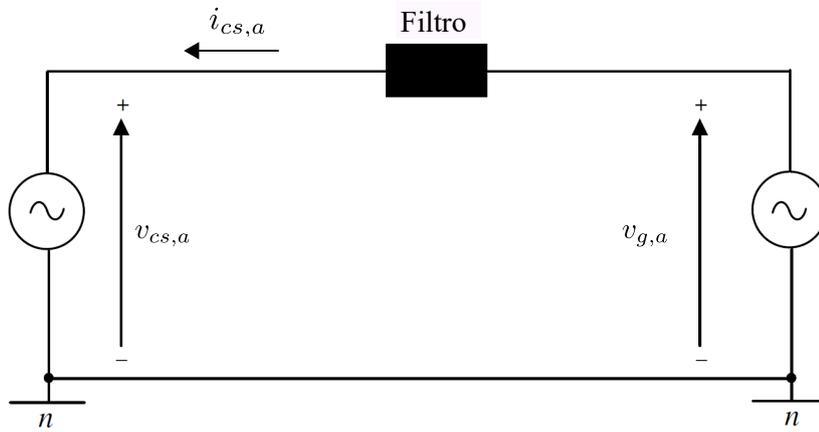
O filtro de linha trifásico, localizado entre o ponto de conexão com a rede e o CLR, está representado como  $X_t$  na Figura 14. Ele é normalmente composto por pelo menos

três indutâncias (L) que correspondem ao elo entre cada fase de saída do conversor e a tensão da rede. Quando um requisito de filtro alto é necessário, cada indutância pode ser acompanhada por um capacitor (LC) ou mesmo por um capacitor e mais uma indutância (LCL).

A função do filtro é mitigar efeitos indesejáveis, mas inevitáveis, decorrentes dos chaveamentos dos conversores de potência que resultam em componentes harmônicas de tensão (ABAD et al., 2011).

O sistema trifásico que representa o filtro pode ser modelado como três circuitos monofásicos independentes, mas equivalentes, como pode ser visto na Figura 23.

Figura 23: Circuito simplificado equivalente monofásico da conexão entre o conversor e a rede



Fonte: Adaptado de (ABAD et al., 2011)

A partir da Figura 23, a seguinte equação elétrica pode ser derivada:

$$\frac{di_{cs,abc}}{dt} = \frac{1}{L_f} (v_{g,abc} - v_{cs,abc} - R_f i_{cs,abc}) \quad (3.74)$$

onde  $L_f$  é a indutância do filtro em (H),  $R_f$  é a resistência do filtro em ( $\Omega$ ),  $v_{g,abc}$  é o vetor que contém as tensões da rede em (V) com velocidade angular  $\omega_s$  em (rad/s),  $i_{cs,abc}$  é o vetor que contém as correntes trifásicas que fluem entre o conversor e a rede em (A),  $v_{cs,abc}$  é o vetor que contém as tensões de saída do conversor conectado à rede referidas ao neutro.

Aplicando a Transformação de Park com a velocidade de rotação dos eixos dq igual à velocidade síncrona da rede, as equações do filtro de linha resultam:

$$\frac{di_{cs,d}}{dt} = \frac{1}{L_f} (v_{g,d} - v_{cs,d} - R_f i_{cs,d} + \omega_s L_f i_{cs,q}) \quad (3.75)$$

$$\frac{di_{cs,q}}{dt} = \frac{1}{L_f} (v_{g,q} - v_{cs,q} - R_f i_{cs,q} - \omega_s L_f i_{cs,d}) \quad (3.76)$$

### 3.5 Controle do Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Após a apresentação e um entendimento a respeito dos componentes da operação de um sistema eólico, do gerador de indução duplamente alimentado e do conversor *back-to-back*, nesta seção serão descritas as estratégias de controle do sistema de conversão eólica de velocidade variável com GIDA adotadas neste trabalho.

As principais vantagens de se utilizar a topologia de geração eólica baseada na interface com conversores de potência são as diversas possibilidades de controle que os mesmos apresentam. O controle dos conversores tem como objetivo manter as magnitudes das grandezas do gerador tais como torque, potência ativa e reativa, próximas de seus valores de referência, bem como as magnitudes das grandezas relacionadas ao conversor do lado da rede, como potência reativa e tensão do barramento CC, contribuindo, desta forma, para uma geração de energia mais eficiente e adequada às características de operação.

Neste trabalho, utiliza-se a técnica de controle vetorial por orientação de campo para o controle do GIDA, uma vez que ele permite que suas potências ativa e reativa sejam controladas de maneira independente. Além disso, o controle vetorial possui alto desempenho e precisão em sistemas em que se deseja respostas rápidas e com elevados ganhos.

#### 3.5.1 Controle do Conversor do Lado da Rede

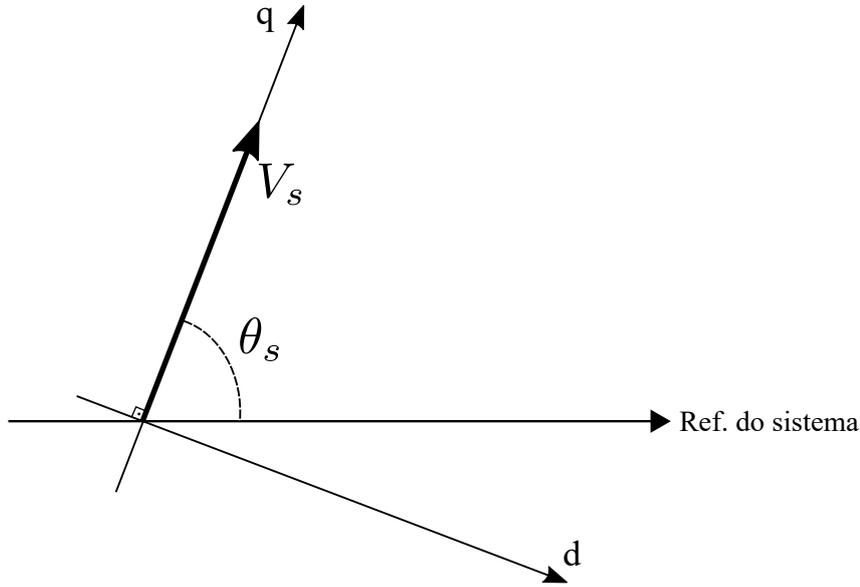
O conversor do lado da rede é responsável por controlar parte do fluxo de energia do sistema. A energia gerada pela turbina eólica é parcialmente fornecida pelo rotor e esse fluxo de potência que o atravessa também flui através do elo CC e, finalmente, é transmitido pelo conversor do lado da rede para a rede (ABAD et al., 2011). No GIDA, as componentes de eixo direto e quadratura impostas pelo conversor conectado à rede são utilizadas para controlar a tensão do barramento CC e garantir a transmissão de potência através do CLR com troca de potência reativa controlada, geralmente com fator de potência unitário. Para o controle do CLR adota-se um referencial girante cujo eixo em quadratura está alinhado com o vetor da tensão na rede, como mostra a Figura 24, segundo o modelo do ANATEM (RANGEL et al., 2005).

As componentes  $dq$  da tensão na rede  $v_{g,dq}$  resultam:

$$v_{g,dq} = v_{s,dq} = \begin{bmatrix} v_{g,d} \\ v_{g,q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_s \end{bmatrix} \quad (3.77)$$

Como visto na seção 3.4.2, o conversor do lado da rede é conectado à rede por meio de um filtro, relação esta descrita pelas equações (3.75) e (3.76). Substituindo  $v_{g,d} = 0$  e

Figura 24: Eixo de referência para o controle do conversor do lado da rede



Fonte: Adaptada de [Rangel et al. \(2005\)](#)

$v_{g,q} = v_g$  nestas equações, as expressões são simplificadas para:

$$\frac{di_{cs,d}}{dt} = \frac{1}{L_f} (-v_{cs,d} - R_f i_{cs,d} + \omega_s L_f i_{cs,q}) \quad (3.78)$$

$$\frac{di_{cs,q}}{dt} = \frac{1}{L_f} (V_s - v_{cs,q} - R_f i_{cs,q} - \omega_s L_f i_{cs,d}) \quad (3.79)$$

Considerando que as dinâmicas da rede são muito rápidas e que as resistências do filtro são desprezíveis, as Equações (3.78) e (3.79) em pu se tornam:

$$0 = v_{cs,d} - L_f i_{cs,q} \quad (3.80)$$

$$V_s = v_{cs,q} + L_f i_{cs,d} \quad (3.81)$$

As potências ativa e reativa que fluem de ou para o conversor conectado a rede, em por unidade, podem ser calculadas por:

$$P_{cs} = i_{cs,d} v_{cs,d} + i_{cs,q} v_{cs,q} \quad (3.82)$$

$$Q_{cs} = i_{cs,d} v_{cs,q} - i_{cs,q} v_{cs,d} \quad (3.83)$$

Substituindo as tensões  $v_{cs,dq}$  a partir das equações (3.80)-(3.81) nas expressões das potências, resulta:

$$P_{cs} = V_s i_{cs,q} \quad (3.84)$$

$$Q_{cs} = V_s i_{cs,d} - q_f \quad (3.85)$$

onde  $q_f$  é a potência reativa perdida pelo acoplamento do conversor à barra terminal.

Como pode ser visto nas equações (3.84) e (3.85), considerando a tensão da rede  $V_s$  constante, as potências ativa e reativa que fluem pelo conversor conectado à rede podem ser controladas de forma independente por meio das correntes de eixo quadratura e direto respectivamente, que por sua vez se relacionam de forma independente com as tensões de eixo direto e quadratura,  $v_{cs,d}$  e  $v_{cs,q}$ , por meio das equações (3.80) e (3.81).

A equação (3.73) mostra que a tensão no barramento CC está diretamente relacionada com a potência ativa que flui pelo conversor. Assim, o fluxo de potência ativa através do rotor deve passar pelo elo CC e, em seguida, deve ser transmitido de ou para a rede. Deste modo, é possível controlar a variável  $V_{cc}$  para um valor constante, por meio da tensão de eixo direto do conversor CLR ( $v_{cs,d}$ ) de forma a garantir um fluxo de potência ativo através dos conversores juntamente com a garantia de que os mesmos tenham disponível a tensão CC necessária para funcionar corretamente (ABAD et al., 2011).

De forma semelhante, o intercâmbio de potência reativa que flui entre o conversor conectado à rede e a rede também pode ser controlado, porém agora por meio da tensão em quadratura do conversor CLR ( $v_{cs,q}$ ). Em geral, ela pode assumir valores diferentes, dependendo do objetivo de controle que se deseja implementar, no entanto, neste trabalho a  $Q_{cs}$  é controlada para garantir um fator de potência unitário no conversor *back-to-back* ( $Q_{cs}^{ref} = 0$ ).

Desta forma, controladores proporcionais integrativos (PI's) são utilizados para realizar tais controles, ilustrados na Figura 25. Como pode ser visto, o controlador PI compara o valor de referência de tensão no elo CC com o valor medido e gera uma referência de tensão direta a ser imposta pelo conversor conectado à rede. De maneira semelhante, o PI da malha de potência reativa compara os valores de referência e instantâneo e gera uma tensão de quadratura de referência a ser imposta no sistema.

### 3.5.2 Controle do Conversor do Lado do Gerador

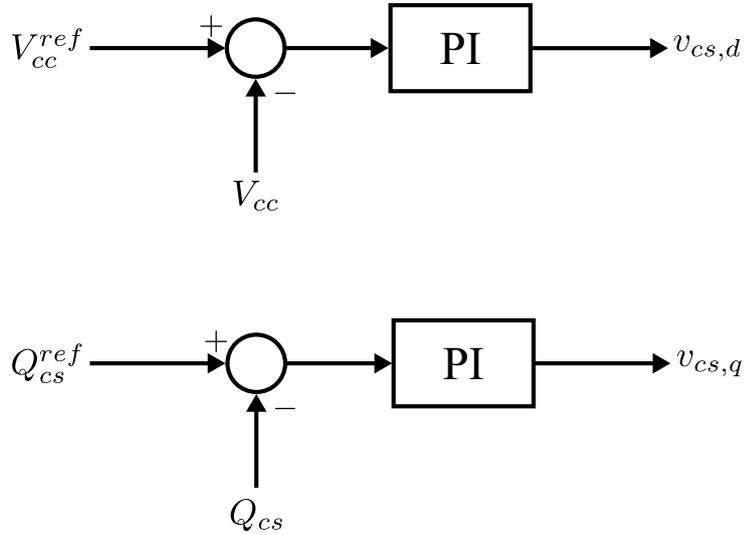
No GIDA, as componentes de eixo direto e quadratura da corrente do rotor são utilizadas para controlar as grandezas da máquina. Para o controle do conversor do lado do gerador adota-se um referencial girante cujo eixo direto está alinhado com o vetor do fluxo do estator, como mostra a Figura 26.

Neste referencial, os fluxos de potência ativa e reativa do estator podem ser controlados de forma independente por meio da corrente de eixo em quadratura e direto, respectivamente. A partir da Figura 26, o vetor de fluxo do estator é dado por:

$$\psi_{s,dq} = \begin{bmatrix} \psi_{s,d} \\ \psi_{s,q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_s \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.86)$$

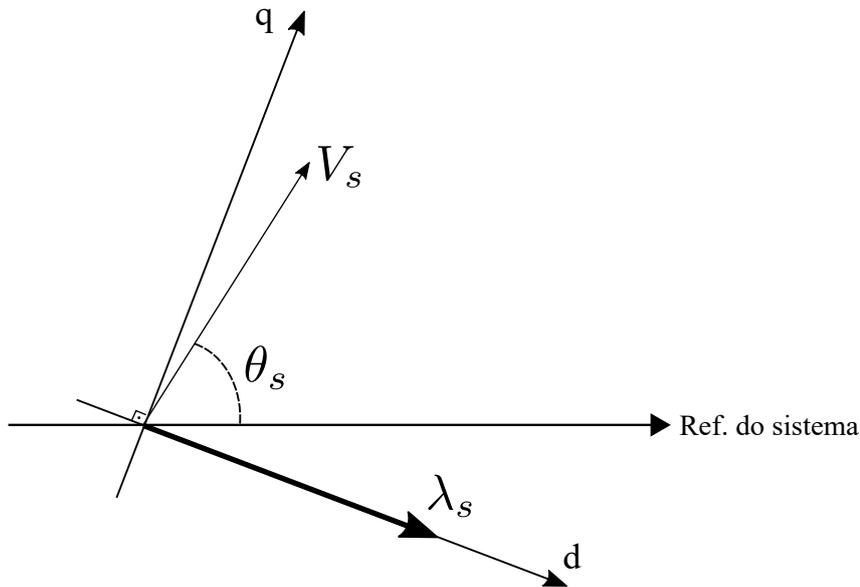
Substituindo  $\psi_{s,d} = \psi_s$  e  $\psi_{s,q} = 0$  nas equações (3.34) e (3.36) as quais são repetidas

Figura 25: Diagrama de controle do conversor do lado da rede



Fonte: Adaptada de [Rangel et al. \(2005\)](#)

Figura 26: Eixo de referência para o controle do conversor do lado do gerador



Fonte: Adaptada de [Rangel et al. \(2005\)](#)

a seguir por conveniência<sup>1</sup>, temos que a relação entre as correntes e o fluxo em pu é dada por:

$$\psi_{s,d} = \psi_s = L_{ss}i_{s,d} + L_{rs}i_{r,d} \quad (3.87)$$

$$\psi_{s,q} = 0 = L_{ss}i_{s,q} + L_{rs}i_{r,q} \quad (3.88)$$

<sup>1</sup> A partir daqui, a notação indicando variável em pu será omitida por motivos de simplicidade dos equacionamentos.

Isolando as correntes do rotor, resulta:

$$i_{s,d} = \frac{\psi_s - L_{rs}i_{r,d}}{L_{ss}} \quad (3.89)$$

$$i_{s,q} = -\frac{L_{rs}i_{r,q}}{L_{ss}} \quad (3.90)$$

Ainda no referencial síncrono orientado pelo fluxo do estator, a relação entre as tensões e o fluxo em pu é dada por:

$$\begin{aligned} v_{s,d} &= R_s i_{s,d} - \psi_{s,q} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \psi_{s,d} \\ &= R_s i_{s,d} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \psi_s \end{aligned} \quad (3.91)$$

$$\begin{aligned} v_{s,q} &= R_s i_{s,q} + \psi_{s,d} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \psi_{s,q} \\ &= R_s i_{s,q} + \psi_s \end{aligned} \quad (3.92)$$

Desprezando a resistência do estator em regime permanente, o fluxo do estator é proporcional à tensão do estator no eixo em quadratura, como pode ser visto:

$$v_{s,d} \approx 0 \quad (3.93)$$

$$v_{s,q} \approx \psi_s \quad (3.94)$$

Portanto, é possível concluir que a tensão do estator se alinha com o eixo em quadratura quando o eixo direto do referencial girante está alinhado com o vetor do fluxo do estator. A partir das equações (3.45)-(3.46) e (3.93)-(3.94), as potências ativa e reativa no estator da máquina são dadas por:

$$P_s \approx \psi_s i_{s,q} \quad (3.95)$$

$$Q_s \approx \psi_s i_{s,d} \quad (3.96)$$

Substituindo as expressões das correntes do rotor, dadas pelas equações (3.89) e (3.90), nas equações de potência (3.95) e (3.96), e assumindo a partir da equação (3.94) que  $\psi_s = v_{s,q}$ , obtém-se:

$$P_s \approx -\frac{L_{rs}}{L_{ss}} v_{s,q} i_{r,q} \quad (3.97)$$

$$Q_s \approx \frac{1}{L_{ss}} v_{s,q}^2 - \frac{L_{rs}}{L_{ss}} v_{s,q} i_{r,d} \quad (3.98)$$

As Equações (3.97) e (3.98) mostram que no referencial girante alinhado com o fluxo do estator é possível controlar as potências ativa e reativa de forma desacoplada por meio das correntes do rotor de eixo em quadratura e direto respectivamente.

Tipicamente não é desejável controlar a potência no estator, mas sim o torque eletromagnético gerado pela máquina (ABAD et al., 2011). Neste caso, a relação entre o torque, o fluxo do estator e a corrente do rotor é dada pela equação (3.38) repetida a seguir:

$$T_e = i_{s,q}\psi_{s,d} - i_{s,d}\psi_{s,q} \approx i_{s,q}\psi_s \quad (3.99)$$

Substituindo as equações (3.90) e (3.94) na equação de torque (3.99), obtém-se:

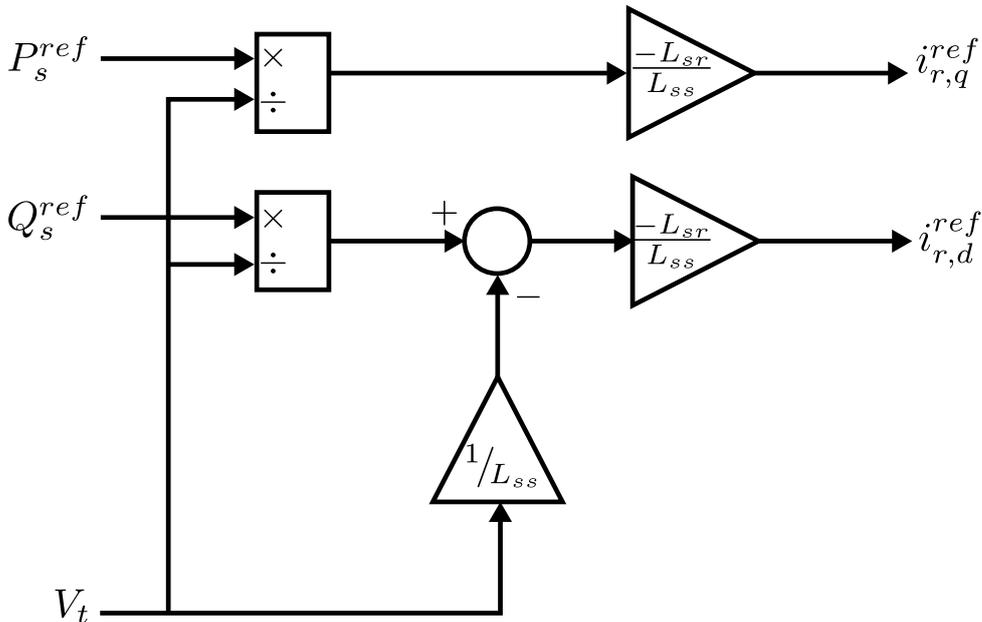
$$T_e \approx -\frac{L_{rs}}{L_{ss}}v_{s,q}i_{r,q} \approx P_s \quad (3.100)$$

Logo, em por unidade, a referência de torque eletromagnético pode ser expressa em função da potência do estator e inserida no respectivo esquema de controle. Além disso, assumindo uma tensão terminal constante, tal que  $V_t = v_{s,q}$ , a corrente de eixo direto pode ser calculada a partir da potência reativa e a corrente de eixo em quadratura pode ser calculada a partir da potência ativa; com isso, as correntes a serem aplicadas no rotor podem ser calculadas a partir das referências de potência e torque e o controle implementado, como mostra a Figura 27.

$$i_{r,q}^{ref} = -\frac{L_{ss}}{L_{rs}V_t}P_s^{ref} \quad (3.101)$$

$$i_{r,d}^{ref} = \frac{V_t}{L_{sr}} - \frac{L_{ss}}{L_{sr}V_t}Q_s^{ref} \quad (3.102)$$

Figura 27: Cálculo das correntes de referência para controle do conversor do lado do gerador



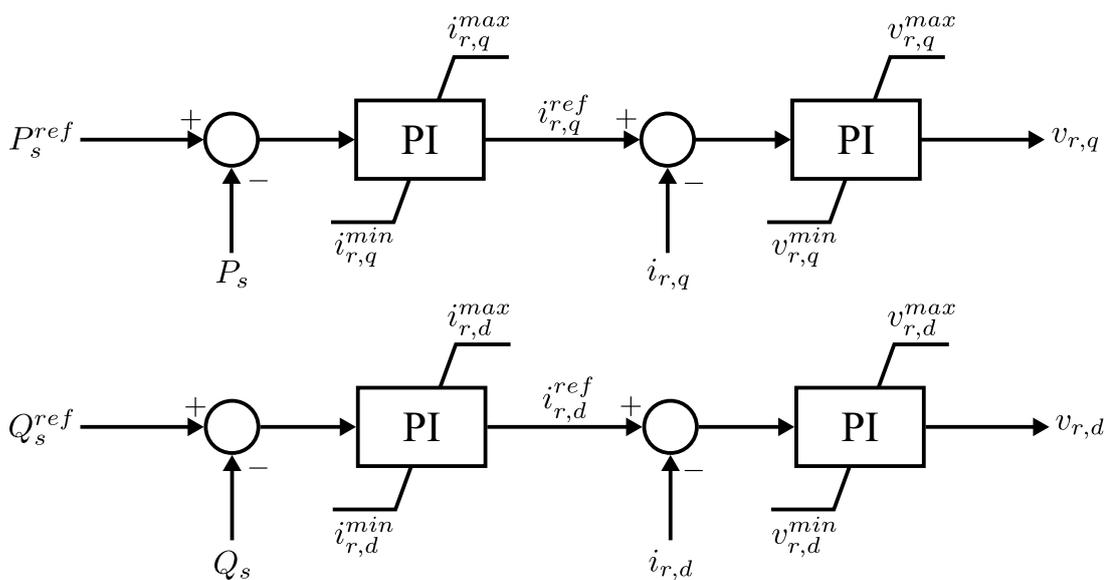
Na equação (3.102), o primeiro termo corresponde à corrente de magnetização da máquina, enquanto o segundo é efetivamente responsável pelo fluxo de potência reativa.

No entanto, as relações anteriores não são completamente exatas, uma vez que a resistência dos enrolamentos do estator foram desprezadas e existe uma forte dependência dos valores das referências com os parâmetros do sistema e condições operativas, o que pode gerar erros nos valores produzidos (ABAD et al., 2011).

Assim, as malhas de controle são alteradas de forma que controladores proporcionais integrativos (PI) cascadeados executem o controle do CLG, como mostra a Figura 28. As saídas dos PI's que regulam as potências ativa e reativa do estator são utilizadas como referência de corrente para o rotor. Calculadas as correntes de referência, malhas de controle de corrente devem ser incorporadas para que a referência seja seguida. Este controle é realizado pela imposição de tensões no rotor por meio do CLG.

Para isso, novos PI's são utilizados para regular as correntes do rotor, gerando valores de tensões do rotor de eixo direto e quadratura a serem impostos pelo conversor. Desta forma, erros decorrentes de simplificações na modelagem, bem como a corrente de magnetização, que é vista como uma perturbação no controle da Figura 27, e termos cruzados devido a relação entre a corrente e tensão são compensados devido à malha fechada e à parte integral inseridas nas malhas de controle de potência e corrente. Com isso, o diagrama de controle da Figura 28 permite realizar o MPPT por meio da malha de eixo em quadratura e controlar a tensão terminal ou fator de potência, de acordo com o objetivo de controle, por meio da malha de eixo direto das grandezas da máquina.

Figura 28: Diagrama de controle do conversor do lado do gerador



Fonte: Adaptada de Rangel (2004)

### 3.5.3 Controle para Extração da Máxima Potência

Conforme foi discutido ao longo deste trabalho, o controle de turbinas de velocidade variável pode assumir diversas estratégias de operação. A mais utilizada é realizar o controle para extração da máxima potência quando o gerador opera em condições abaixo da potência ou velocidade nominal e controle do ângulo de passo para limitar a velocidade da turbina em condições de ventos elevados.

Na seção anterior, foi mostrado que as potências ativa e reativa do gerador de indução duplamente alimentado podem ser controladas de forma independente. Deste modo, a maximização da extração da potência para diferentes velocidades de vento é realizada por meio da imposição da tensão de eixo em quadratura do conversor conectado ao rotor da máquina.

A relação potência/velocidade da turbina, que foi discutida na seção 3.1.1, é utilizada para o rastreamento da máxima potência e obtida com o ângulo de ataque das pás fixo em seu valor ótimo, geralmente zero. Assim, para uma dada velocidade de vento, existe uma relação de velocidades na ponta da pá que é ótima  $\lambda_{opt}$  e maximiza o valor do coeficiente de potência. Para isso, a velocidade da turbina deve ser ajustada para manter uma relação de velocidades constante e garantir a operação em MPPT.

A partir da equação (3.6), a trajetória de máxima potência apresenta a seguinte relação:

$$P_m \propto \omega_T^3 \quad (3.103)$$

A potência mecânica capturada, expressa em função do torque mecânico, é dada por:

$$P_m = T_m \omega_t \quad (3.104)$$

onde  $T_m$  é o torque mecânico da turbina. Substituindo as expressões anteriores resulta:

$$T_m \propto \omega_T^2 \quad (3.105)$$

Portanto, o torque extraído é uma função quadrática da velocidade da turbina e essas relações de potência, torque e velocidade podem ser usadas para determinar a velocidade ótima de rotação ou o torque/potência de referência para o controle do gerador descrito na seção anterior, de forma a atingir o MPPT.

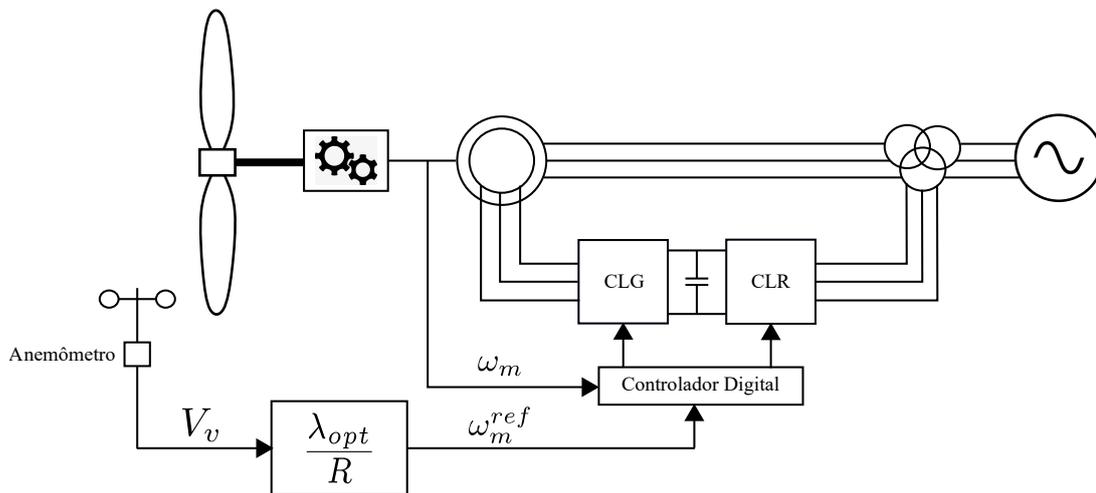
Várias estruturas de controle são encontradas na literatura para executar o rastreamento do ponto de potência máxima. As técnicas de MPPT utilizadas em sistemas de conversão de energia eólica podem ser classificadas em: 1) técnicas baseadas em sensores, as quais utilizam alguns sensores mecânicos como o anemômetro para medição da velocidade do vento e o tacogerador para medições de velocidade do rotor, e 2) técnicas sem sensores, as quais fazem uso apenas de sensores elétricos para detecção de tensão, corrente ou potência.

Neste trabalho serão descritos brevemente três métodos mais conhecidos de acordo com (ABAD et al., 2011).

- MPPT com a razão de velocidade ótima

Um dos métodos para extração de máxima potência da turbina eólica é realizado mantendo-se constante a razão de velocidade da ponta da pá em seu valor ótimo  $\lambda_{opt}$ . Neste esquema de controle, a velocidade do vento  $V_v$  é medida e utilizada para gerar a referência de velocidade do gerador  $\omega_m^{ref}$  de acordo com a razão de velocidade ótima  $\lambda_{opt}$ , como ilustra a Figura 29. A velocidade do gerador é então controlada pelo conversore conectado ao rotor e será igual à sua referência em regime permanente, na qual o MPPT é alcançado.

Figura 29: Controle da razão de velocidade ótima para MPPT



Fonte: Adaptada de (WU et al., 2011)

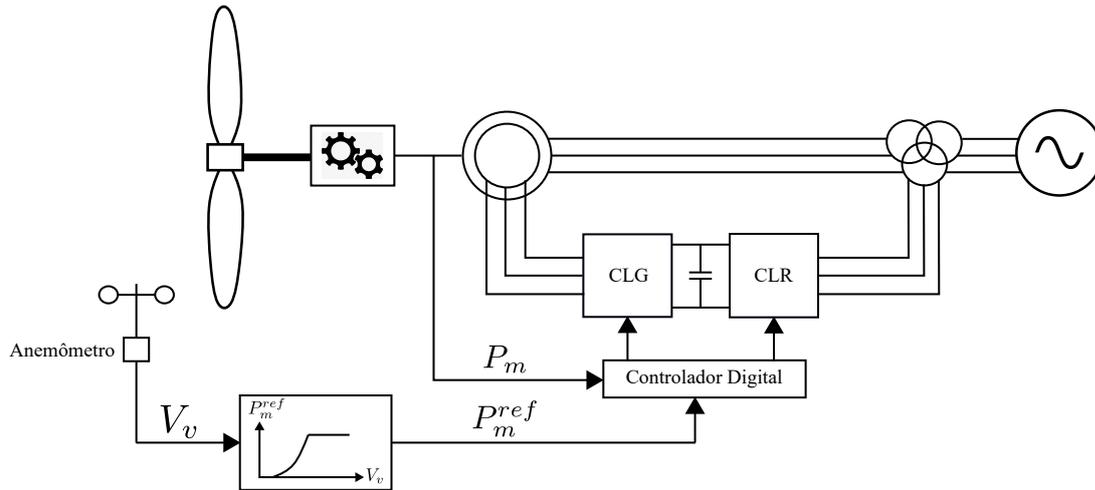
- MPPT com a relação de potência ótima

O rastreamento de ponto de potência máxima também pode ser baseado na curva de potência versus velocidade do vento fornecida pelo fabricante para uma dada turbina eólica. A curva de potência define a potência máxima que pode ser produzida pela turbina a diferentes velocidades do vento. Um diagrama de blocos de controle simplificado com este método é ilustrado na Figura 30.

A velocidade do vento é medida em tempo real por um sensor de velocidade do vento, denominado anemômetro e, de acordo com o perfil MPPT fornecido pelo fabricante, a referência de potência é gerada e enviada ao sistema de controle do gerador que compara a referência de potência com a potência medida para produzir os sinais de controle dos conversores de potência.

Por meio do controle dos conversores de potência e gerador, a potência mecânica do gerador segue um valor de referência em estado estacionário, na qual a operação de potência máxima é alcançada. Neste caso, não são levadas em conta as perdas de potência da caixa de engrenagens e do trem de acionamento e, portanto, a potência mecânica do gerador é igual à potência mecânica produzida pela turbina.

Figura 30: Controle da máxima potência com o perfil de potência da turbina



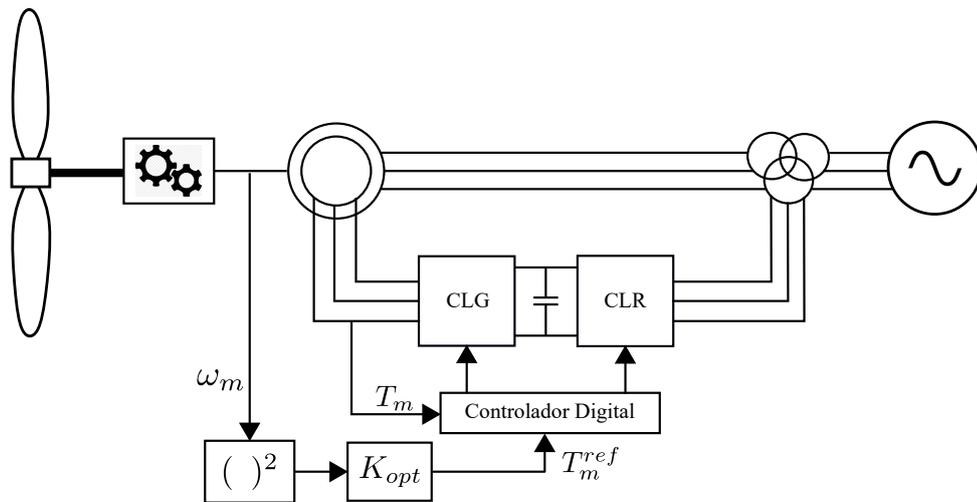
Fonte: Adaptada de (WU et al., 2011)

- MPPT com controle do torque ótimo

A extração da máxima potência também pode ser obtida com controle de torque ideal de acordo com a equação (3.105), onde o torque mecânico da turbina é uma função quadrática da velocidade. Para uma dada relação de engrenagens e, desprezando-se as perdas da caixa de engrenagens e do trem de acionamento, o torque mecânico da turbina  $T_m$  e a velocidade  $\omega_T$  podem ser facilmente convertidos para o torque mecânico e velocidade de rotação do gerador  $T_g$  e  $\omega_r$ , respectivamente. A Figura 31 ilustra o funcionamento desta estratégia, onde a velocidade do gerador é medida e usada para calcular a referência de torque desejada. O coeficiente para o torque ótimo  $K_{opt}$  pode ser calculado de acordo com os parâmetros nominais da turbina. Através do controle em malha fechada, o torque do gerador será igual à sua referência em regime permanente e o MPPT será realizado. Neste esquema, não há necessidade de usar anemômetro, o que o torna mais vantajoso em relação aos demais.

Outras técnicas de MPPT também incluem controle por perturbação e observação (Ahmed et al., 2012; DU; YIN, 2015), controle híbrido (ISHAQUE et al., 2014; LIAN et al., 2014) e controle inteligente (que utiliza por exemplo fuzzy e redes neurais) (SIMOES et al., 1997; GALDI et al., 2008; PUCCI; CIRRINCIONE, 2011), entre outros. Discussões

Figura 31: MPPT com controle do torque ótimo



Fonte: Adaptada de (WU et al., 2011)

a respeito dos diversos métodos presentes na literatura podem ser vistas em (Hemanth Kumar et al., 2018; KUMAR; CHATTERJEE, 2016).

### 3.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou o modelo do aerogerador utilizado neste trabalho, baseado em uma turbina de velocidade variável com um gerador de indução duplamente alimentado e seus respectivos controles. É importante mencionar que, para fins de obtenção dos resultados desta tese, o *software* ANATEM (CEPEL, 2016) foi utilizado e, portanto, parte do modelo apresentado encontra-se presente na biblioteca da plataforma. Além disso, o programa citado modela  $N$  unidades geradoras como um único gerador equivalente representando uma fazenda eólica. Todos os parâmetros utilizados para as simulações desta tese podem ser vistos no Apêndice A.

## 4 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA ABORDADO

O objetivo principal deste capítulo consiste em definir o problema abordado nesta pesquisa de doutorado. Antes, porém, é necessário realizar uma revisão de alguns aspectos da operação e controle em sistemas com geração distribuída para que seja possível um entendimento mais completo do problema em questão.

### 4.1 Aspectos da Operação e Controle em Sistemas com Geração Distribuída

As turbinas eólicas podem operar tanto como unidades autônomas quanto conectadas à rede. Usualmente, a operação como unidade autônoma ocorre onde o acesso à rede elétrica é remoto ou dispendioso e então a unidade geradora de pequeno porte opera para fornecer energia a pequenas cargas caracterizadas como aldeias, fazendas ou ilhas. Como a energia gerada pelo vento não é constante, outras fontes de energia são necessárias em sistemas eólicos independentes para que um ponto de equilíbrio estável seja atingido após a ocorrência de um desbalanço entre carga e geração. É comum, neste caso, que o gerador eólico opere com geradores a diesel, sistemas de energia fotovoltaica ou sistemas de armazenamento de energia para formar um sistema de geração distribuída mais confiável.

Devido a essa limitação, a energia eólica independente constitui apenas uma pequena fração da capacidade total instalada de energia eólica no mundo, sendo a maioria das turbinas eólicas em operação conectadas à rede (WU et al., 2011), ou seja, a pequena porção do sistema que contém o gerador eólico e algumas cargas consumidoras locais é operada paralelamente à rede principal, assim consumindo ou fornecendo energia de ou para a mesma, dependendo das necessidades de geração e carga. Neste modo de operação, a tensão e a frequência em todo o sistema são determinadas pela rede principal, apresentando vantagens econômicas e operacionais uma vez que, em horários de pico, a energia pode ser vendida para a rede e, em horários de baixa demanda, a mesma pode ser comprada (Bahramirad; Reder, 2012).

Uma vez conectada à rede, a possibilidade de transição entre os modos de operação ilhado e conectado torna-se um grande desafio imposto pela alta penetração da GD. O ilhamento ocorre quando uma parte do sistema de distribuição fica eletricamente isolada do restante do sistema elétrico, mas continua sendo energizada pela geração distribuída conectada ao subsistema isolado (WALLING; MILLER, 2002). A formação de uma ilha, devido a um processo de ilhamento, pode ser causada por distúrbios, como uma falha ou curto-circuito, ou como resultado de eventos de ilhamento intencionais, para a realização de manutenções por exemplo. Em qualquer evento de grande porte que ocorra na rede principal, o controlador central alterna o sistema com GD do modo conectado à rede para o modo ilhado. Nesse momento, a variação de tensão e frequência se torna mais proeminente,

possibilitando que os geradores distribuídos presentes na porção ilhada controlem sua tensão e frequência para manter a estabilidade da microrrede. (RAHMAN et al., 2015; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

A operação na forma ilhada pode potencialmente melhorar a confiabilidade da rede de distribuição, reduzindo o tempo de inatividade do sistema e permitindo que a concessionária realize manutenção nos alimentadores de média e alta tensão a montante, sem interrupção do fornecimento dos clientes de baixa tensão, especialmente aqueles cujas cargas são especiais (ESCALERA et al., 2018; IEEE, 2011; COSTA; MATOS, 2009). Além dos consumidores, os auto-produtores e as centrais distribuidoras também se beneficiam desta forma de operação, uma vez que a não interrupção dos serviços aumenta a receita dos auto-produtores e evita o pagamento de multas por parte dos distribuidores devido ao não atendimento dos indicadores de continuidade do serviço regulamentados.

Por outro lado, o conceito de ilhamento enfrenta resistências, especialmente relacionadas à operação segura da porção do sistema ilhada e aos índices de qualidade de energia elétrica oferecida aos seus consumidores, devido ao fato que após a desconexão da rede principal, o sistema ilhado sofre grandes desvios de frequência e tensão. Dentre os principais problemas técnicos e de segurança citados a respeito da operação de sistemas ilhados tem-se o religamento fora de sincronismo da ilha com a rede principal, a coordenação do sistema de proteção e o aterramento inadequado. O religamento fora de sincronismo é uma grande preocupação, pois estabelece altas correntes as quais podem causar danos mecânicos nas máquinas rotativas, na infraestrutura do sistema elétrico e nas cargas conectadas, além de poder desarmar os relés de proteção, provocando o desligamento do sistema ou mau funcionamento (CHOWDHURY et al., 2009; VIEIRA, 2006; WALLING; MILLER, 2002).

Outra característica que merece particular atenção são as estratégias de controle adotadas em cada modo de operação. Na condição operativa em paralelo com a rede, os geradores distribuídos são tipicamente configurados para operar com injeção de potência ativa e reativa constantes (controle P-Q) (MOHAMAD et al., 2011), geralmente com fator de potência unitário, ou seja, não participam ativamente do controle de tensão e frequência, já que as variações normais de carga e contingências são absorvidas pelo sistema de grande porte (SHAHABI et al., 2009). Sob condição operativa ilhada, as unidades de GD são as únicas responsáveis por garantir níveis adequados dessas grandezas, sendo portanto necessário adotar uma estratégia de controle para corrigir os valores de frequência e tensão de regime permanente (controle V-f) (MOHAMAD et al., 2011) e garantir uma transição adequada entre os modos de operação, evitando grandes excursões das variáveis do sistema. Assim, para que seja possível a operação no modo ilhado, o sistema deve permanecer operacional durante e após o ilhamento e atender aos requisitos de carga correspondentes durante a operação ilhada de forma que haja uma transição adequada dos modos de controle dos geradores distribuídos.

No que diz respeito à regulamentação da operação de geradores distribuídos ilhados, a maioria das normas recomenda a desconexão da GD de sistemas de distribuição ilhados para evitar os problemas técnicos previamente citados de forma que cada gerador distribuído disponha de um sistema de detecção de ilhamento dotado de sistemas lógicos de controle e medição responsáveis por esta identificação e se desconecte automaticamente do sistema ao qual está conectado (PIARDI, 2017). Na instrução normativa IEEE 1547-2003 (IEEE, 2003), por exemplo, é recomendada a detecção e desconexão de fontes de energia conectadas aos sistemas de distribuição de energia em até dois segundos após a ocorrência do evento. Mais recentemente, uma complementação desta norma (IEEE 1457-2011) (IEEE, 2011) foi publicada especificamente para lidar com a falta de informações incluídas no IEEE 1547-2003 sobre ilhamentos intencionais. O documento fornece abordagens e boas práticas para o projeto, operação e integração de microrredes, ou sistemas de geração distribuída ilhados, interconectados à rede de distribuição. O documento também trata da capacidade de separar e reconectar a parte da rede, fornecendo energia a clientes adjacentes.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulação e fiscalização da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Particularmente para os sistemas de distribuição de energia elétrica, a ANEEL dispõe de um conjunto de normativas denominadas Procedimentos de Distribuição (PRODIST), a qual contempla no terceiro módulo a operação de sistemas ilhados (ANEEL, 2017). Este módulo normativo determina que a operação ilhada de parte do sistema de distribuição pode ser estabelecida se de comum acordo entre as distribuidoras, as centrais geradoras de energia e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, observando os procedimentos operativos constantes do Módulo 4 – Procedimentos Operativos (ANEEL, 2010) e mediante uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis e estudos que avaliem a qualidade da energia no sistema ilhado, conforme estabelecido pelo Módulo 8 - Qualidade de Energia (ANEEL, 2018).

Sobre as características operacionais estabelecidas no quarto módulo do PRODIST a respeito de sistemas ilhados, destacam-se (ANEEL, 2010):

- Um Acordo Operativo deve ser estabelecido entre a central geradora e a distribuidora de energia, constando as condições em que a operação da parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição é permitida.
- O controle de frequência da parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição deve ser dotado de controle automático de geração (CAG) ou qualquer outra tecnologia que seja capaz de desempenhar a mesma função, caso a operação ilhada seja utilizada de forma permanente e é de responsabilidade da central geradora.
- A distribuidora deve realizar estudos e instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada.

- Quando solicitado pela distribuidora, a central geradora deverá fornecer as informações necessárias para os estudos de regime permanente e dinâmico e adequar os parâmetros dos sistemas de controle de forma a garantir o desempenho adequado do sistema.

Muito embora seja facultativo que as distribuidoras de energia adotem a possibilidade de operação ilhada em seus sistemas, de modo geral é verificado que as mesmas ainda apresentam ressalvas a essa condição operativa. Neste caso a central geradora acessante ao sistema de distribuição deve conter um sistema de proteção anti-ilhamento para garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora (ANEEL, 2017).

## 4.2 Transição do Modo de Operação Conectado à Rede para o Modo de Operação Ilhado

A transição do modo conectado à rede para ilhado é analisada nesta seção, empregando o sistema apresentado na Figura 32. Este sistema<sup>1</sup> foi adaptado de (JENKINS, 2000) e (PIARDI, 2017) e representa um sistema de subtransmissão conectado a um sistema de distribuição com duas unidades GD, contendo uma turbina a gás acoplada a um gerador síncrono, caracterizando um GSC, e uma turbina eólica baseada em GIDA, ambas com potência nominal de 30MVA. Como a capacidade de ambas as GDs é suficiente para suprir a carga do sistema, é assumido que o mesmo possui capacidade de operar em modo ilhado em caso de desconexão da rede principal.

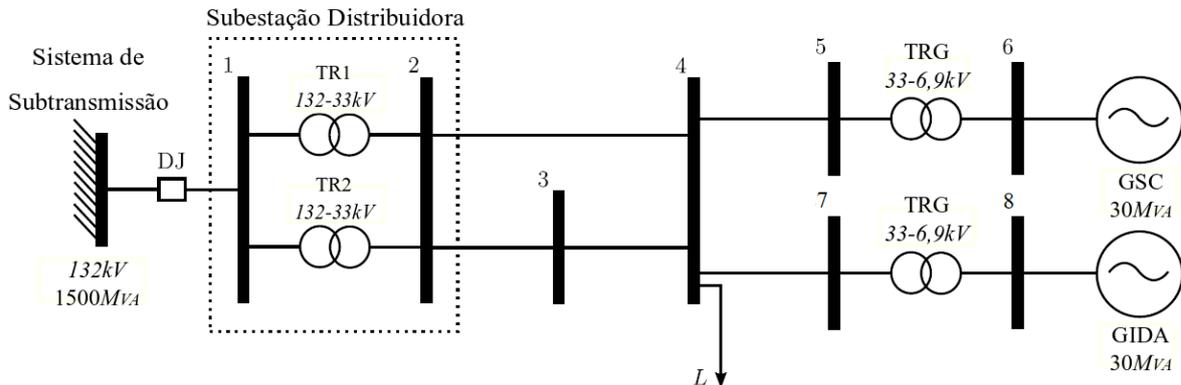
No modo conectado à rede, espera-se que as unidades GD operem em seu ponto operacional ideal do ponto de vista da eficiência. Também, para evitar interferência nos dispositivos reguladores de tensão na rede, as GDs normalmente operam com fator de potência constante (próximo à unidade) e não controlam ativamente a tensão da rede (SHAHABI et al., 2009). Deste modo, a subestação distribuidora atua como um barramento infinito que suporta predominantemente os requisitos de potência ativa/reactiva durante transitórios ou devido às flutuações de energia causadas pela fontes intermitentes, estabilizando a frequência.

O GSC é dotado de um sistema de excitação (SE) com regulador automático de tensão (RAT) e um regulador de velocidade (RV). O primeiro controle é responsável por estabelecer a tensão interna da máquina e, conseqüentemente, controlar não apenas a tensão de saída da mesma, mas também seu fator de potência, ao passo que o segundo é

---

<sup>1</sup> O sistema apresentado na Figura 32 também corresponde ao sistema teste utilizado para obtenção dos resultados desta tese e será mais detalhadamente descrito nos capítulos seguintes, pois nesta seção pretende-se discutir apenas as características que envolvem os modos de operação do sistema conectado e ilhado, seus controles e a transição entre os mesmos em um caráter mais genérico.

Figura 32: Diagrama unifilar de um sistema de distribuição com GD



Fonte: Adaptada de (PIARDI, 2017)

responsável por controlar a velocidade do gerador síncrono e, por conseguinte, sua potência ativa de saída. Portanto, quando o GSC estiver conectado à rede, o regulador de velocidade opera no modo queda (*droop*) (MOHAMAD et al., 2011), enquanto o sistema de excitação opera com referência de potência reativa nula por meio de uma malha de controle PI externa adicionada diretamente ao ponto de soma (comparador) do sistema de excitação.

No gerador eólico, por sua vez, o conversor do lado do gerador é utilizado para controlar as potências ativa e reativa injetadas na rede. Desta forma, o controle de potência ativa do CLG é ajustado para extrair a máxima potência do vento e o controle de potência reativa do CLG é ajustado para operar com fator de potência unitário, ou seja, com referência nula.

Um ilhamento ocorre quando um ou mais geradores distribuídos são utilizados para fornecer energia a cargas durante interrupções da fonte de serviços públicos (rede principal). Para que este modo de operação funcione, o disjuntor deve abrir durante falhas a montante de forma a isolar parte da rede da rede principal e os geradores devem poder suprir a carga na porção ilhada, mantendo níveis adequados de tensão e frequência em todos os pontos da rede (PILO et al., 2004). No sistema da Figura 32, o evento do ilhamento é emulado por meio da abertura do disjuntor DJ e então o GSC e o GIDA passam a operar isolados da rede principal alimentando a carga  $L$ .

A transição do modo conectado à rede para o modo de operação ilhado pode ser resultado de eventos programados ou não. Transições programadas são eventos intencionais para os quais o tempo e a duração do ilhamento programado são acordados por todas as partes envolvidas. Já as transições não programadas são eventos inadvertidos que normalmente são iniciados por perda da rede principal ou falha de equipamento, em que uma porção sistema é automaticamente isolada da rede principal por meio do seccionamento do equipamento de proteção. O conhecimento das condições operacionais do sistema antes

do ilhamento e o controle dessas condições operacionais contribuem para uma transição suave para o modo de operação ilhado, particularmente em resposta ao eventos não programados (IEEE, 2011).

Durante a transição para o modo ilhado é necessário haver recursos disponíveis na porção isolada para dar suporte ao sistema mantendo, assim, os níveis de tensão e frequência adequados para que a transição seja bem sucedida. Na operação em modo de ilhado são necessárias estratégias rápidas e flexíveis de controle de potência ativa e reativa para minimizar a dinâmica do sistema e amortecer as oscilações transitórias, onde nenhuma fonte infinita de energia está disponível.

Neste contexto, segundo Trindade (2009), após a ocorrência do ilhamento, detecção e separação da rede principal por parte do sistema de proteção, uma série de medidas devem ser tomadas para que a porção ilhada do sistema opere de forma segura e com qualidade de energia, sendo elas: (1) alteração dos modos de controle do(s) gerador(es) distribuído(s), uma vez que a frequência e a tensão do sistema ilhado devem ser controlados pelos GDs presentes e não mais pela rede principal, (2) implementação do corte automático de carga caso a demanda da porção ilhada exceda a capacidade máxima do(s) gerador(es) distribuído(s), levando em conta as cargas prioritárias, e (3) reajustes automáticos dos relés de proteção, uma vez que os níveis de curto-circuito após o ilhamento são alterados devido à perda da rede principal de forma a manter a seletividade e coordenação da proteção, sendo as duas últimas não abordadas nesta tese.

Conforme mencionado, fica caracterizada a necessidade de alteração dos modos de controle dos geradores presentes na ilha para uma adequada operação e suprimento das cargas de forma a atender à segurança e qualidade de energia da porção do sistema isolada da rede principal.

Sendo assim, após a ocorrência de um ilhamento, o gerador síncrono passa a regular sua tensão terminal em um valor de referência, por exemplo, 1 por unidade (pu), alterando o valor de referência do sistema de excitação (usando o regulador automático de tensão), anteriormente configurado para manter o fator de potência unitário, enquanto a frequência passa a ser regulada controlando os desvios na velocidade do gerador por meio da inserção (chaveamento) de um controlador do tipo PI ao sistema de regulação de velocidade, anteriormente configurado como *droop*, impondo o modo isócrono de controle ao sistema de regulação de velocidade.

O gerador eólico, por sua vez, altera o controle de potência reativa para o controle de tensão por meio do chaveamento de um controlador PI que compara a tensão medida com o valor de tensão desejada e gera uma nova referência de potência reativa a qual no modo de operação conectado à rede era nula, mas continuará operando no ponto MPPT após a ocorrência do ilhamento, ou seja, sua potência de saída dependerá apenas da velocidade do vento. Como resultado, a regulação de frequência para este sistema que

opera no modo ilhado será realizada apenas pelo regulador de velocidade do GSC.

Durante condições de estado estacionário, a ação do regulador de velocidade do gerador síncrono é capaz de regular a frequência do sistema em ilhado devido a variações de carga, que geralmente são pequenas. No entanto, durante a transição da operação conectada à rede para ilhado, o sistema ilhado pode estar sujeito a grandes desvios de frequência, o que vai depender do desequilíbrio de potência que o sistema está sujeito no momento da ocorrência do ilhamento. Por exemplo, se a rede principal estava fornecendo 5 MW para o sistema de distribuição, logo após a ocorrência de ilhamento, o sistema ilhado apresentava um déficit de energia e a frequência cai imediatamente. Esse desequilíbrio de potência será compensado pela ação do regulador de velocidade do GSC.

No entanto, como no modo conectado à rede o regulador de velocidade do GSC estava no modo de potência constante, essa ação de controle é efetivada apenas em períodos maiores que um ou mais segundos, além disso, no modo de operação ilhado, o sistema sofre uma diminuição significativa da inércia global devido à taxa de penetração da energia eólica em relação à fonte de geração síncrona, que se torna elevada após a perda da subestação de distribuição.

Os impactos da redução de inércia estão relacionados à diminuição da capacidade do sistema em resistir a grandes desequilíbrios de potência, como ocorre no caso de um ilhamento, resultando em uma alta taxa de variação de frequência (RoCoF) e elevados desvios de frequência, o que pode levar à instabilidade do sistema (TIELENS; HERTEM, 2016). Como resultado, antes que a ação do RV se torne efetiva, o nadir<sup>2</sup> de frequência será limitado apenas pela resposta inercial do GSC, uma vez que o conversor de potência desacopla a frequência do rotor do GIDA da frequência da rede, o que dependerá muito das condições de operação antes da formação da ilha.

Como a proporção de geração eólica na ilha é alta, é muito importante que a mesma forneça suporte de frequência adequado ao sistema. Para isso, diferentes técnicas de controle de inércia e regulação de frequência podem ser consideradas durante a transição do modo de operação conectado para o modo de operação ilhado para fornecer suporte de frequência ao gerador síncrono por meio da implementação da estratégia de controle nos conversores de potência. A regulação de frequência em sistemas elétricos e em geradores eólicos será discutida a seguir.

### 4.3 Regulação de Frequência em Sistemas Elétricos

A frequência em um sistema de elétrico de potência é uma grandeza que varia continuamente ao longo do tempo e indica o equilíbrio entre geração e carga. Se uma carga

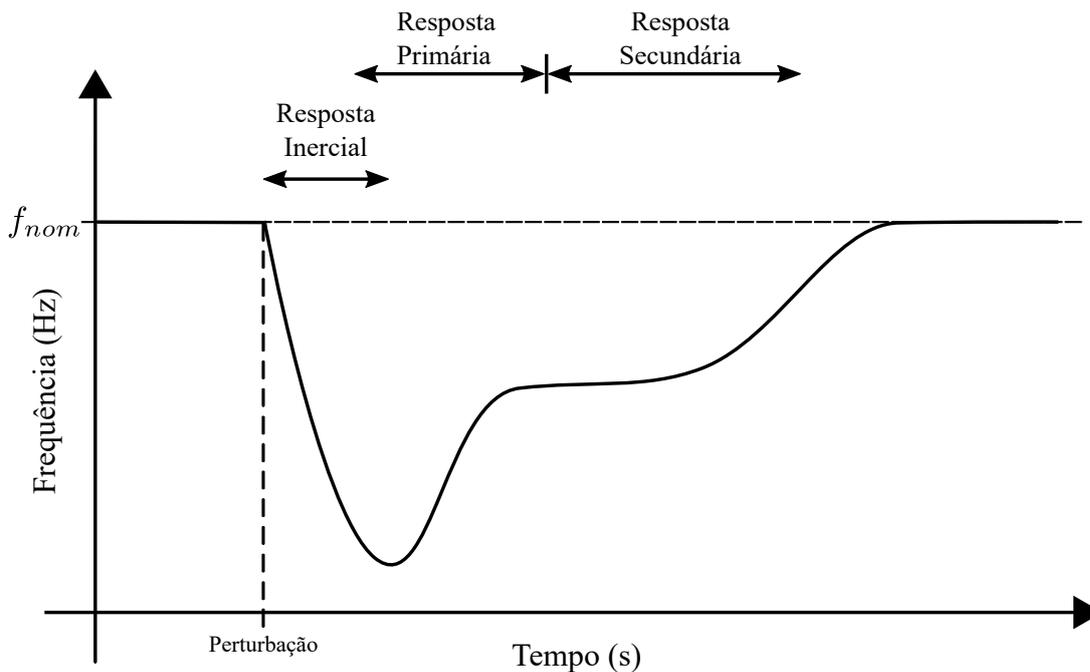
<sup>2</sup> Nadir é o termo empregado internacionalmente para denominar o ponto de mínimo que a frequência do sistema elétrico atinge após uma perturbação. Ao contrário, o ponto de máximo é denominado *Zenith*.

elevada for repentinamente conectada ou desconectada do sistema, ou se uma unidade geradora for desconectada repentinamente pelo equipamento de proteção, haverá um desbalanço entre a potência mecânica fornecida pelas turbinas do sistema e a potência elétrica consumida pelas cargas (MACHOWSKI et al., 2009).

Para evitar o colapso do sistema, certos limites operativos são impostos pelos operadores de rede. No Brasil, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelecem que a frequência em regime permanente, em condições normais de operação, não ultrapasse um desvio máximo de  $\pm 0,5 Hz$  (ANEEL, 2018) e impõem também alguns critérios específicos para retomada dos valores padrões durante e após distúrbios.

Quando o desbalanço de potência é positivo, ou seja, a potência elétrica gerada é maior que a potência elétrica consumida, a frequência da rede sofre uma aceleração, ao passo que, quando o desbalanço de potência é negativo, a frequência sofre uma desaceleração. Baseados em métodos para fornecer regulação de frequência a partir de geradores síncronos convencionais, essa variação de frequência pode ser convenientemente dividida em três estágios, permitindo que a dinâmica associada a cada um deles seja analisada e controlada da maneira mais adequada, sendo eles: (i) resposta inercial, também conhecida como resposta primária rápida, (ii) regulação primária lenta, (iii) controle automático de geração (CAG). Esses controladores definem as alterações dinâmicas associadas à resposta da frequência do sistema e estão ilustrados na Figura 33 (DREIDY et al., 2017).

Figura 33: Resposta dinâmica geral da frequência em um sistema elétrico de potência



A resposta inercial ocorre imediatamente o após distúrbio, o controle primário geralmente ocorre no período de 20 a 30 segundos e o controle secundário ocorre no período de 5 a 10 minutos após o início do evento (Aho et al., 2012). A resposta inercial é convencionalmente determinada pela inércia física de grandes geradores síncronos à medida que os mesmos aceleram ou desaceleram para absorver ou liberar energia cinética armazenada em suas massas rotativas em resposta ao desbalanço de potência na rede, antes mesmo da ativação de qualquer controle presente. A partir do segundo período, caracterizado pela resposta primária e secundária, o sistema de controle do gerador síncrono passa a regular sua fonte de energia primária para restabelecer o balanço entre carga e geração e, desta forma, interromper ou estabilizar a variação de frequência. Pelo fato de não serem foco deste trabalho, os controles primário e secundário não serão detalhadamente descritos nesta tese.

#### 4.3.1 Resposta Inercial de Geradores Síncronos Convencionais

A constante de inércia de um sistema rotativo ( $H$ ) é utilizada para quantificar a energia cinética armazenada nas massas girantes. Em uma máquina síncrona,  $H$  quantifica a energia cinética do rotor à velocidade síncrona ( $\omega_{sm}$ ) em rad/s, em termos do período de tempo, em segundos, em que um gerador pode fornecer potência nominal  $S_{base}$  em MVA, apenas usando a energia cinética armazenada na massa rotativa.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{sm}^2}{S_{base}} \quad (4.1)$$

onde  $J$  é o momento de inércia em  $kg.m^2$  da massa rotativa.

Em sistemas elétricos convencionais a inércia vem principalmente dos geradores e turbinas de usinas de energia baseadas em máquinas síncronas diretamente conectadas à rede. Como elas estão conectadas de forma síncrona ao sistema, sua velocidade de rotação mecânica ( $\omega_m$ ) é diretamente acoplada a um parâmetro elétrico, denominado frequência angular elétrica ( $\omega_e$ ). Portanto, desprezando-se o amortecimento, a equação de oscilação de uma máquina elétrica rotativa em função do balanço de potência e da constante de inércia ( $H$ ) do gerador é dada por (KUNDUR, 1994):

$$\frac{d\omega_e}{dt} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (4.2)$$

onde  $P_m$  e  $P_e$  correspondem às potências mecânica e elétrica, respectivamente, e  $\omega_0$  é a frequência angular nominal da rede.

Como a frequência da rede é considerada um parâmetro global do sistema, todas as unidades de potência podem ser agregadas a uma única unidade representada por um modelo de massa única (TIELENS; HERTEM, 2016), tal como a equação (4.2), correspondendo ao efeito do equilíbrio entre carga (no lugar de  $P_e$ ) e geração (no lugar de

$P_m$ ), onde  $H$  é a inércia equivalente do sistema.

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H}(P_g - P_c) = \Delta P \quad (4.3)$$

Quando ocorre um desequilíbrio negativo em um sistema de potência convencional ( $\Delta P < 0$ ) devido, por exemplo, à perda de uma grande unidade geradora ou à entrada de um grande bloco de carga, o déficit é inicialmente compensado pela energia cinética liberada pelas unidades de geração convencionais denominada resposta inercial do sistema. Como resultado, os geradores irão desacelerar e a frequência do sistema irá diminuir ( $df/dt < 0$ ) até que o controle primário de velocidade das máquinas comecem a atuar para fornecer mais potência ao sistema e recuperar o equilíbrio carga-geração.

A resposta inercial é um comportamento natural dos geradores síncronos do sistema frente a perturbações que provoquem desequilíbrios de potência, sendo muitas vezes um fator decisivo para garantir a estabilidade do sistema no transitório para um novo ponto de equilíbrio por meio da limitação da taxa de variação e desvio da frequência. À medida que esses geradores síncronos vão sendo substituídos por fontes de energias renováveis, muitas vezes conectadas por meio de conversores de potência os quais eletricamente os desacoplam total ou parcialmente da rede, a relação entre a velocidade de rotação do gerador e a frequência elétrica, caracterizada pela equação (4.3), é eliminada. Como resultado, tais unidades de geração conectadas por conversores não contribuem intrinsecamente para a inércia total do sistema.

No entanto, por meio de um controle auxiliar implementado nos conversores dos geradores eólicos, as turbinas eólicas podem utilizar a energia cinética armazenada em sua massa rotativa para contribuir para a regulação de frequência do sistema e, ainda, devido à velocidade com que os conversores podem atuar, a contribuição desse tipo de gerador pode ser ainda mais efetiva que a resposta inercial dos geradores síncronos.

#### 4.4 Caracterização do Problema

Intrinsecamente, as turbinas eólicas não fornecem regulação de frequência conforme já mencionado. A maioria dos geradores eólicos modernos apresentam a frequência do rotor desacoplada da frequência da rede elétrica através dos conversores de potência, como é o caso do gerador de indução duplamente alimentado e, portanto, a inércia do gerador e do rotor da turbina não participam automaticamente da resposta inercial da rede como os geradores síncronos tradicionais. Além disso, não é possível desempenhar a regulação primária e secundária de frequência a nível da fonte primária devido à característica intermitente do vento, uma vez que as turbinas eólicas operam no MPPT, portanto, não armazenam reservas de energia para suportar o controle de frequência em regime permanente.

Apesar disso, malhas de controles adicionais podem ser implementadas nos conversores de potência das turbinas eólicas de velocidade variável ou no controlador de ângulo de passo de forma a relacionar o torque eletromagnético do gerador com a frequência da rede. Estratégias de controle que emulam a resposta inercial dos geradores síncronos são encontradas na literatura como abordagens denominadas emulação de inércia sintética e emulação de reserva rápida de energia (SUN et al., 2010). O controle de inclinação (*droop*) simula características de queda de frequência semelhantes às dos geradores síncronos. Já o controle *deloading* permite que as turbinas eólicas operem sobre curvas fora do MPPT e guardem a energia disponível como forma de reserva a partir do controle de inclinação das pás ou pelo aumento da velocidade de rotação acima do valor MPPT (*overspeeding*). As reservas de energia podem equilibrar a potência instantaneamente e fornecer suporte permanente para a regulação de frequência a longo prazo e, desta forma, os geradores eólicos podem participar do controle de frequência primário e secundário do sistema elétrico. Uma vez que o foco deste trabalho é a resposta inercial no sistema após a formação de um ilhamento, as estratégias de controle primário e secundário para geradores eólicos não serão discutidas nesta tese.

#### 4.4.1 Resposta Inercial de Geradores Eólicos

Como já mencionado, as turbinas eólicas de velocidade variável têm inércia desacoplada da rede elétrica e, à medida que elas substituem a geração síncrona convencional, há uma diminuição da inércia equivalente do sistema. Devido a isso, as respostas dinâmicas se tornarão mais difíceis de controlar e mais vulneráveis à perda repentina de unidades geradoras e outros distúrbios que provoquem desbalanço de potência, como é o caso de um ilhamento.

Os códigos de rede já estão exigindo que todos ou alguns geradores eólicos forneçam um efeito de inércia que pode ser fornecido por turbinas eólicas de velocidade variável por meio de uma malha de controle adicional nos conversores de potência. A malha adicional de controle detecta alterações de frequência e a utiliza para ajustar a demanda de torque do gerador a fim de aumentar ou diminuir a potência de saída.

O efeito é semelhante à função de regulação de frequência discutida anteriormente, mas é implementada pelo controle de torque do gerador. Em alguns casos, é possível que as turbinas eólicas não precisem fornecer essa função para desvios de frequência em pequena escala, pois a capacidade de geração convencional ainda pode ser suficiente. Em vez disso, o requisito pode ser limitado a respostas dinâmicas com elevados desvios de frequência associados a uma súbita perda de geração.

Devido à rapidez de resposta dos conversores de potência, o torque ou potência de saída do gerador pode ser aumentado rapidamente, extraindo quantidades relativamente grandes de energia cinética do rotor da turbina eólica, o que faz com que o rotor do

gerador eólico desacelere rapidamente e, portanto, pode não ser sustentado por muito tempo (ABAD et al., 2011).

Geralmente, existem duas técnicas de controle que lidam particularmente com resposta inercial de geradores eólicos, ou seja, atuam de forma rápida para compensar os desbalanços de potência imediatamente após a ocorrência de um distúrbio até que os reguladores primário e secundário atuem, a reserva rápida de potência e a emulação de inércia. A reserva rápida de potência responde a desvios de frequência liberando energia constante por um período de tempo definido enquanto a segunda técnica, denominada também inércia sintética (e corresponde ao principal foco desta tese de doutorado), propõe uma nova malha de controle para liberar a energia cinética armazenada nas pás rotativas da turbina eólica proporcionalmente ao RoCoF do sistema de forma a minimizar o desvio de frequência durante eventos de desequilíbrio (DREIDY et al., 2017). Essas duas técnicas serão detalhadas a seguir.

- Reserva rápida de potência

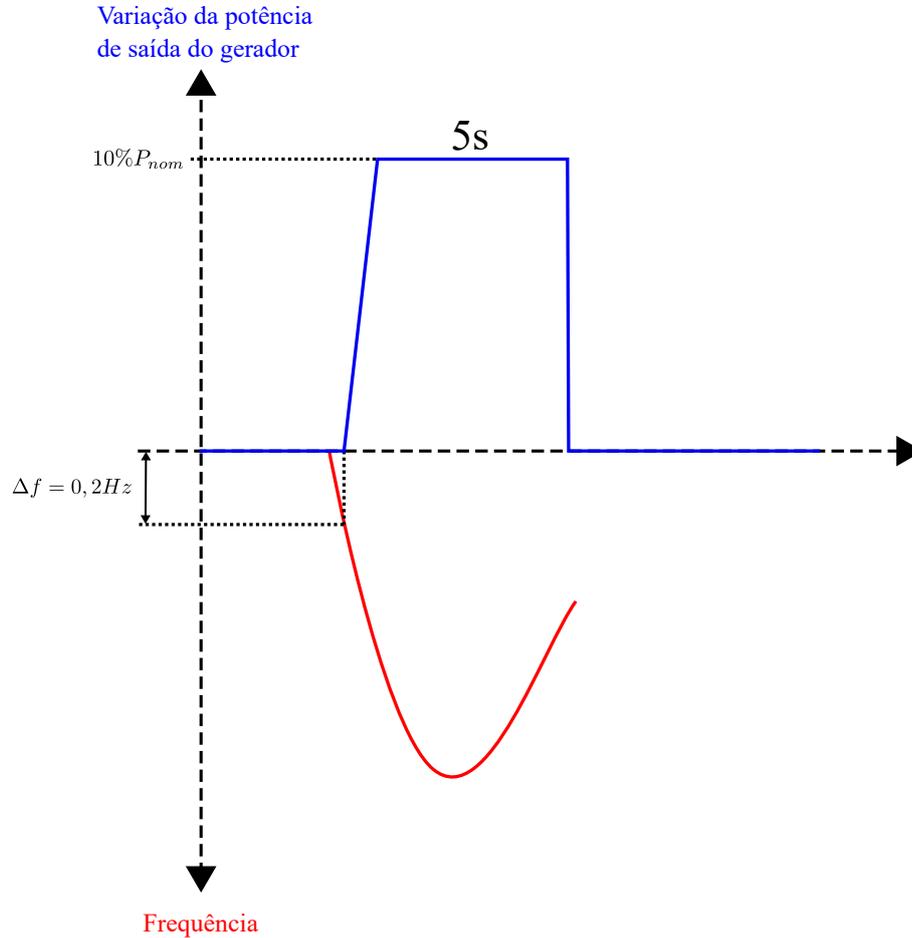
Nesta técnica de regulação inercial de frequência, uma potência constante de curto prazo, chamada reserva rápida de energia, é liberada a partir da energia cinética armazenada na massa rotativa da turbina eólica. Essa reserva rápida de energia pode ser alcançada controlando o ponto de ajuste da velocidade do rotor ou a configuração da potência de saída. A estrutura de controle neste caso contém um esquema de detecção e disparo, a configuração do formato da potência de saída e um controlador MPPT. Geralmente, a potência de saída é definida como 10% adicional constante da potência ativa nominal do gerador, adicionada ao valor de MPPT por 10s, independente da velocidade de vento em operação (DREIDY et al., 2017). Essa configuração de controle é caracterizada como um degrau temporário na potência de saída do gerador e é adotada, por exemplo, pelo Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema brasileiro, segundo o qual:

Os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal.

Graficamente, a resposta inercial a partir da reserva rápida de potência, de acordo com os requisitos do ONS, pode ser vista na Figura 34.

- Emulação da inércia sintética

Figura 34: Requisito técnico mínimo para suporte de frequência da central geradora eólica (ONS, 2019)



Fonte: Adaptada de (ONS, 2019)

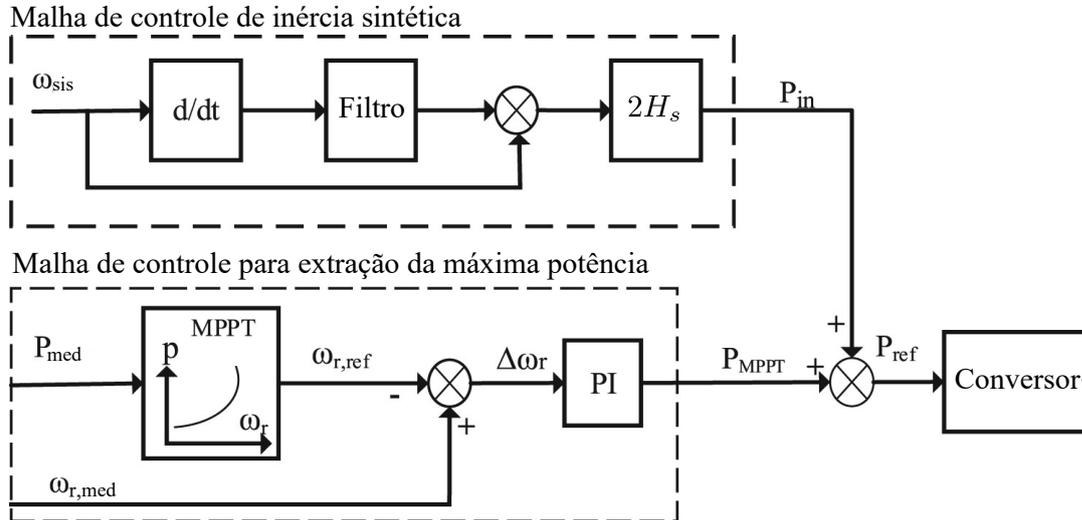
Durante operações normais, a potência de referência transferida para o conversor é igual a potência máxima de MPPT sem qualquer contribuição da malha de controle de inércia. Após um déficit de energia, uma certa quantidade de potência, proporcional ao valor do RoCoF e da constante de inércia virtual  $H_s$ , será adicionada ao valor de referência MPPT. Tal comportamento descrito emula exatamente a resposta de inércia de geradores síncronos convencionais baseado na equação *swing*, dada pela equação (4.3). Devido ao aumento de energia, o gerador diminui sua velocidade de rotação e a energia cinética armazenada nas pás rotativas da turbina eólica é liberada. A potência adicional  $P_{in}$  é calculada a partir da malha de resposta inercial, que depende do RoCoF, e é obtida pela equação (4.3):

$$P_{in} = 2H_s \times \omega_{sis} \times \frac{d\omega_{sis}}{dt} = K_{in} \times \omega_{sis} \times \frac{\omega_{sis}}{dt} \quad (4.4)$$

onde  $K_{in} = 2H_s$  é o ganho do controlador derivativo que representa a inércia sintética que se deseja emular. O diagrama de blocos de uma possível implementação do controle de

inércia sintética pode ser visto na Figura 35, adotada como base para o controle proposto neste trabalho.

Figura 35: Diagrama de blocos do controle de potência ativa do gerador eólico



Fonte: Adaptada de (SUN et al., 2010)

Como pode ser visto na Figura 35, a emulação de inércia sintética libera ou absorve automaticamente a energia cinética da massa rotativa, respondendo às variações de frequência de modo que a energia liberada pela turbina eólica é proporcional à taxa de variação de frequência e ao ganho  $K_{in}$ . Para remover o ruído de medição e evitar altos picos e variação abrupta da potência auxiliar, um filtro passa-baixa é inserido no modelo. Naturalmente, à medida que a taxa de variação da frequência diminui e passa a ser nula, o sinal auxiliar diminui até se extinguir.

Em ambas as técnicas de emulação de inércia, devido à potência adicional injetada na rede resultante da malha de controle de inércia, a velocidade do rotor é reduzida rapidamente. No primeiro caso, observa-se que quanto maior o degrau na potência de saída, melhor é o desempenho da frequência, no entanto, há uma demasiada desaceleração do rotor além de uma mudança abrupta na referência de potência, decorrente do desligamento deste controle, o que pode implicar em uma segunda queda na frequência, prejudicando os resultados obtidos.

Já para a inércia sintética, se o ganho  $K_{in}$  do controlador for elevado, o gerador eólico levará muito tempo para recuperar a energia cinética liberada e, conseqüentemente, recuperar a velocidade do rotor para o MPPT. Ao contrário, se o ganho for muito baixo a contribuição de potência do GIDA pode não ser suficiente para a regulação da frequência, portanto, o ajuste adequado da constante  $K_{in}$  da inércia sintética é de grande importância. Geralmente, é adotado um valor de inércia sintética para geradores eólicos na mesma faixa

da inércia de geradores síncronos convencionais, isto é, entre 2 e 6 s (MORREN et al., 2006b), porém, em alguns casos, o valor adotado pode não ser suficiente para garantir uma resposta robusta adequada e garantir um compromisso entre a frequência e a velocidade do rotor.

Além da falta de robustez destes métodos e da desaceleração excessiva do rotor das máquinas, tais métodos não levam em consideração requisitos pré-definidos de desempenho de frequência em situações transitórias. Fica então caracterizado o problema que será trabalhado do ponto de vista de controle no capítulo seguinte.

#### **4.5 Considerações finais**

A partir dos pontos destacados neste capítulo, pretende-se, neste trabalho, propor um controle adaptativo com base na estrutura de controle de emulação de inércia sintética que leve em conta não apenas as condições de operação do sistema no instante do evento de perturbação, no caso um ilhamento, mas também que atenda a requisitos específicos de desempenho de resposta dinâmica de forma a manter um compromisso entre a resposta da frequência e a desaceleração do rotor do gerador para que energia cinética não seja liberada de forma excessiva nem insuficiente. No capítulo seguinte, a metodologia de projeto proposta com base no escalonamento do ganho da inércia sintética  $K_{in}$  será apresentada e os resultados serão comparados não apenas com a mesma estrutura de controle com ganho fixo, mas também com o método de reserva rápida de potência, segundo estipulado pelo ONS.



## 5 PROPOSTA DE CONTROLE COM GANHO ADAPTATIVO

Durante a transição da operação conectada à rede para a operação ilhada, a contribuição do GIDA para o suporte de frequência da inércia sintética depende do ganho  $K_{in}$ , que regula a quantidade de energia cinética, que será liberada do rotor, como uma função do RoCoF. Nesse caso, um ganho adequado para o controlador pode evitar que a frequência ultrapasse um valor mínimo estipulado.

Para realizar esta tarefa, é importante considerar que (a) o nadir de frequência do sistema é altamente influenciado pela potência de intercâmbio pré-ilhamento; e (b) a contribuição do GIDA para o suporte de frequência depende do ponto de operação atual da turbina.

Ambas as características são discutidas neste capítulo e são a base para a formulação da abordagem proposta nesta tese para o escalonamento de ganho (*Gain Scheduling*) do controle de inércia sintética do GIDA.

### 5.1 Teoria de *Gain Scheduling*

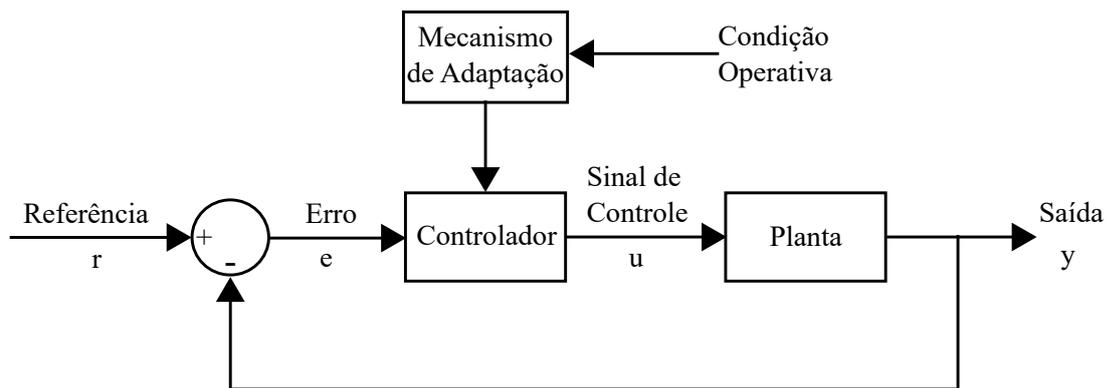
Em sistemas de controle, requisitos de projeto são definidos como forma de se obter uma resposta apropriada por meio do controlador, por exemplo, seguir uma determinada referência, rejeitar distúrbios, tempo de resposta e acomodação, etc. No entanto, os sistemas estão sujeitos a variações e incertezas, tais como variação de parâmetros com o tempo e componentes não modelados, que podem alterar seu comportamento dinâmico. Nestes casos, um ganho de realimentação com coeficientes constantes pode não ser capaz de manter as especificações de projeto.

Em alguns sistemas, determinadas variáveis estão relacionadas às características dinâmicas do processo e se forem medidas podem ser utilizadas para modificar os parâmetros do controlador. Esta abordagem é denominada *Gain Scheduling* (GS) ou escalonamento de ganhos em português, uma vez que originalmente foi designada para adaptar ganhos de acordo com as mudanças do sistema (ASTROM; WITTENMARK, 1996). Esta ação de controle faz parte da teoria de controle adaptativo, onde o sistema é capaz de modificar seus próprios parâmetros de acordo com alterações de variáveis monitoradas. Assim, adaptar-se significa alterar um comportamento de acordo com novas circunstâncias de operativas de forma a manter um determinado nível de desempenho.

A Figura 36 mostra o diagrama de blocos de um sistema com escalonamento de ganho em malha aberta (MA). Como pode ser visto, nesta tese, o GS é caracterizado como uma compensação em malha aberta porque as modificações no desempenho do sistema, resultantes da alteração nos parâmetros do controlador, não são medidas e realimentadas

para um bloco de decisão de comparação, a fim de verificar a eficiência da adaptação dos parâmetros (LANDAU et al., 2011). Essa técnica pressupõe a existência de uma relação bem definida entre algumas variáveis mensuráveis que caracterizam as condições operativas e os parâmetros do sistema.

Figura 36: Diagrama de blocos de um sistema com *Gain Scheduling*



Fonte: Adaptada de (ASTROM; WITTENMARK, 1996)

Em muitas aplicações a dinâmica da planta se modifica de acordo com as condições operativas do sistema, especialmente devido às não-linearidades conhecidas. Com isso, é possível alterar os parâmetros do controlador por meio do monitoramento das condições de operação do sistema. Essa ideia de relacionar parâmetros do controlador com variáveis auxiliares é antiga, no entanto, o hardware necessário para sua implementação só tornou isso possível nas últimas décadas e até então o GS havia sido utilizado apenas em casos especiais, por exemplo, em pilotos automáticos para aeronaves de alto desempenho (ASTROM; WITTENMARK, 1996).

A aplicação do GS baseado em medidas das variáveis que relacionam o sistema a pontos operativos distintos pode ser considerada uma boa estratégia para compensar variações nas características dinâmicas de resposta devido às não linearidades presentes. O mecanismo de adaptação nesse caso pode ser uma tabela de consulta simples (*lookup table*), armazenada no computador, que fornece os parâmetros do controlador para um determinado conjunto de medições auxiliares (ASTROM; WITTENMARK, 1996; IOANNOU; SUN, 1996). Visto dessa forma, o sistema de controle pode ser entendido como um conjunto de controladores que modificam o ganho por chaveamentos, de acordo com as características de operação, o que pode gerar alterações bruscas, perdas de desempenho e até mesmo instabilidade.

Por este motivo, geralmente é realizado um procedimento de interpolação entre as regiões de operação em que as variáveis são medidas. Na literatura são encontrados diversos métodos que permitem a interpolação de sistemas, principalmente utilizados para

interpolando uma família de controladores lineares, por exemplo, elementos de matrizes em controlador na forma de espaço de estados, polos e zeros da função de transferência de controladores e outras abordagens baseadas em métodos de aproximação (*curve fitting*) (SONTAG, 1985; HYDE; GLOVER, 1993; FILHO, 2006).

Ao final, o escalonamento de ganho corresponde a um interpolador, que utiliza um conjunto de condições operativas como entrada e fornece os ganhos como saídas, cujo mecanismo de ajuste é pré-calculado *off-line*. Os projetos do controlador linear fornecem um conjunto de ganhos para cada condição de operação, por meio de qualquer estratégia de projeto de controle linear. Os ganhos projetados garantem o desempenho necessário nos pontos de operação para os quais foram ajustados e ao final esses pontos são interpolados. Se for utilizado um número limitado de pontos de operação e de seus ganhos correspondentes, o desempenho do sistema será muito baixo. No entanto, para contornar este problema, o projeto pode ser aprimorado utilizando um maior banco de dados de ganhos e de condições operativas correspondentes (ALATA et al., 2000).

Uma das maiores vantagens do controle com escalonamento de ganho é a rapidez com que o controlador pode ser alterado para acomodar alterações na dinâmica da planta, relacionadas com a mudança do ponto de operação do sistema não-linear, e a simplicidade de implementação quando comparado aos demais sistemas de controle adaptativos, sendo o avanço do controlador proporcional-integral-derivativo (PID) mais utilizado na indústria para superar as características não-lineares do processo, adaptando os ganhos do controlador às faixas operacionais locais (BLANCHETT et al., 2000). As maiores dificuldades presentes estão relacionadas à seleção adequada das variáveis de escalonamento e das faixas de operação, uma vez que é necessário conhecer profundamente o comportamento do sistema para relacionar seu desempenho dinâmico a determinadas características físicas mensuráveis.

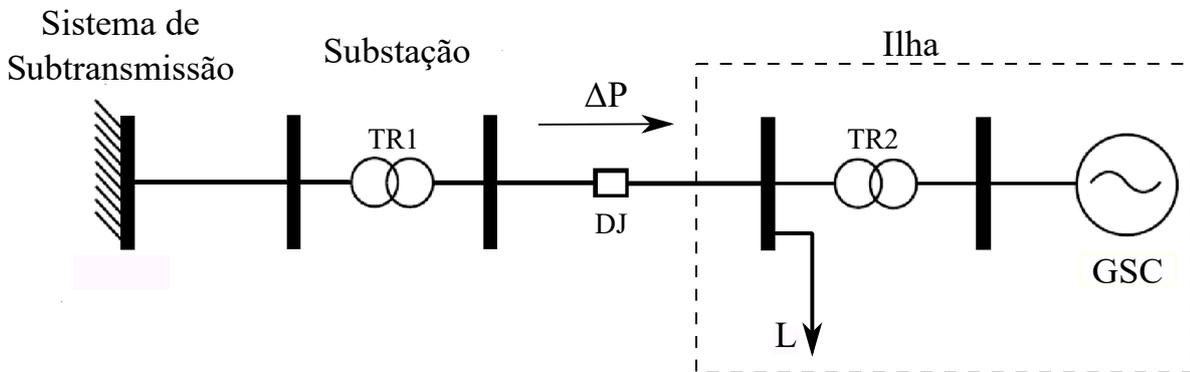
Neste trabalho, são adotadas duas variáveis de escalonamento. A primeira mais representativa da intensidade da perturbação, uma vez que o nadir de frequência do sistema é altamente influenciado pela severidade do transitório durante o ilhamento; e a segunda relacionada ao ponto de operação da turbina eólica caracterizada pela velocidade do vento e potência ótima de regime permanente pré-ilhamento, uma vez que a contribuição do GIDA para o suporte de frequência depende da energia cinética armazenada no rotor no instante do distúrbio. A justificativa para tais escolhas serão discutidas nos itens seguintes.

## 5.2 Intercâmbio Pré-Ilhamento

Variações de frequência, às quais o sistema está sujeito, estão relacionadas à perturbação que neste caso consiste na desconexão da rede elétrica. Para avaliar a resposta da frequência, o pior cenário é o ilhamento durante um período em que parte das cargas do sistema é abastecida pela concessionária. Esta condição é ilustrada na Figura 37, onde pode

ser visto um sistema de subtransmissão conectado por meio de um disjuntor DJ, a uma porção do sistema que configura uma ilha e contém um gerador síncrono convencional e uma carga local. O objetivo deste sistema é ilustrar a energia fornecida pela concessionária ao sistema, representada por  $\Delta P$ , antes da abertura do disjuntor, que pode ser entendida como um desequilíbrio de potência ativa entre o GSC e a carga L. Assim, pode-se supor que, quando o sistema estiver ilhado, apresentará um déficit de potência que deverá ser compensado pelo regulador de velocidade do GSC. Como leva alguns segundos até que o controle do GSC atue de forma a aumentar sua potência de saída, a frequência dependerá da inércia equivalente da porção ilhada.

Figura 37: Diagrama unifilar de um sistema de distribuição com GD genérico



Fonte: Elaborada pela autora

Assim, após a ocorrência de ilhamento, a taxa de variação da frequência (RoCoF) pode ser calculada por (Vieira et al., 2006):

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2H_{sys}} f \quad (5.1)$$

onde  $\frac{df}{dt}$  corresponde ao RoCoF,  $f$  é a frequência nominal do sistema,  $H_{sys}$  é a inércia equivalente do sistema e  $\Delta P$  corresponde ao desequilíbrio de potência ativa na rede da ilha devido à desconexão.

Como pode ser visto pela equação (5.1), quanto maior for o desequilíbrio de potência entre geração e carga  $\Delta P$ , mais rápido a frequência diminui, resultando em um maior afundamento de frequência. Levando isso em consideração e supondo a presença de um gerador eólico na ilha, casos com maior desequilíbrio de potência requerem mais suporte de frequência do gerador eólico.

Para a estrutura de controle, o monitoramento do fluxo de potência ativa na interconexão da ilha com a rede elétrica exigiria um sistema de comunicação sujeito a atrasos e problemas de comunicação. A medida da taxa de variação da frequência (RoCoF), por outro lado, está disponível na própria estrutura de controle, uma vez que corresponde

à estrutura de controle de inércia sintética, como pode ser visto na Figura 35. Levando isso em consideração, a taxa inicial de variação de frequência, imediatamente após o ilhamento, é usada como uma das entradas para a abordagem do escalonamento de ganhos proposta neste trabalho. Em termos práticos, a taxa de variação de frequência é calculada considerando uma janela de medição de pelo menos dois ciclos de onda de tensão, o que corresponde a aproximadamente 33 ms para um sinal de 60 Hz (JENKINS, 2000).

### 5.3 Suporte de Frequência do GIDA

O suporte de frequência temporário fornecido pelo GIDA consiste em uma superprodução temporária de potência ativa, resultante da liberação da energia cinética do rotor. Consequentemente, durante o suporte de frequência, a velocidade do rotor diminui para um valor abaixo do ponto de operação MPPT, limitada a um valor de velocidade mínima para rotor.

Assim, a equação (5.2) apresenta a energia cinética armazenada no rotor do GIDA para uma determinada velocidade de operação  $\omega$ .

$$E_k = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (5.2)$$

onde  $J$  é a inércia da turbina eólica.

A energia cinética armazenada também pode ser expressa em função da inércia da turbina normalizada:

$$E_k = H\omega^2 \quad (5.3)$$

onde  $H$  é a inércia da turbina normalizada em  $s$ , definida como a quantidade de energia cinética armazenada na massa rotativa normalizada para a capacidade instalada do gerador na velocidade síncrona e  $E_k$  é a energia cinética disponível na velocidade  $\omega$  em segundos.

Assim, a capacidade do GIDA de contribuir para o suporte de frequência (energia disponível) depende da diferença entre a energia armazenada e a energia mínima, esta última correspondente à velocidade mínima permitida durante a atuação do suporte de frequência (LEE et al., 2016b; ZERTEK et al., 2012):

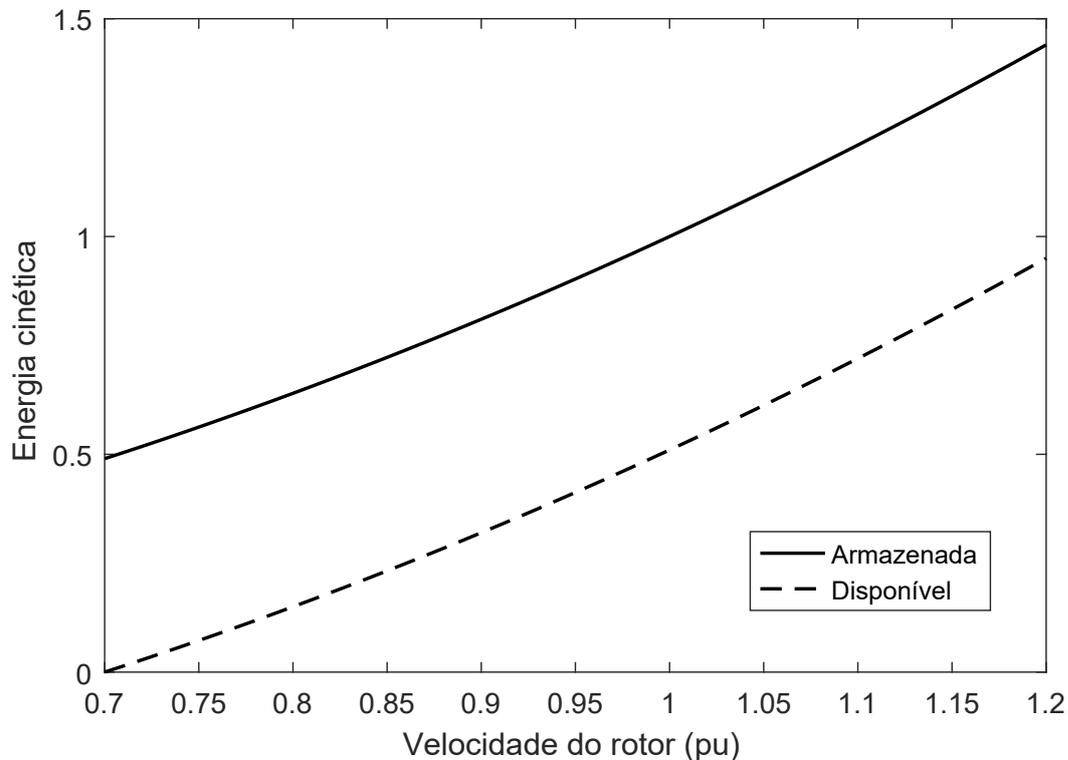
$$E_{k_{min}}^{pu} = H\omega_{min}^2 \quad (5.4)$$

$$\Delta E_k = H(\omega^2 - \omega_{min}^2) \quad (5.5)$$

onde  $\omega_{min}$  é a velocidade mínima do rotor, limitada pela potência nominal do conversor (geralmente 30% da potência do gerador de indução) e  $\omega$  é a velocidade atual, que durante a operação em regime permanente, depende da velocidade do vento.

O comportamento da energia cinética armazenada (equação 5.3) e disponível (equação 5.5) em uma turbina de inércia  $H = 1s$ , considerando uma velocidade mínima  $\omega_{min} = 0,7pu$  está ilustrado na Figura 38.

Figura 38: Relação energia cinética-velocidade de um modelo de GIDA



Fonte: Elaborada pela autora

Assim, pode-se inferir por meio da Figura 38 que a energia cinética disponível no GIDA para liberação durante o suporte de frequência é proporcional à velocidade do rotor da turbina eólica. Para um GIDA operando em uma velocidade mais alta do rotor, a energia cinética disponível a ser liberada é alta; por outro lado, uma menor energia cinética pode ser liberada para um GIDA operando em uma velocidade mais baixa, de forma a evitar atingir o limite mínimo de velocidade.

Durante a operação normal, a potência de saída está relacionada à velocidade do rotor pela curva MPPT e, portanto, pode ser usada para avaliar a capacidade do GIDA de contribuir com o suporte temporário de frequência. Com isso, a potência de saída é a outra medida utilizada como entrada para a abordagem de escalonamento de ganho.

#### 5.4 Formulação do Problema de Controle por Escalonamento de Ganho Proposto

O escalonamento de ganho clássico consiste em ajustar um conjunto de controladores para um conjunto correspondente de linearizações do sistema, associados a vários pontos de equilíbrio distintos, de forma a atender certos requisitos de desempenho. O controlador por escalonamento de ganho final é obtido por interpolação entre o conjunto de controladores lineares definidos. Em seguida, o escalonamento de ganho geralmente é realizado como

uma função de uma variável ou parâmetro exógeno que define a condição operativa do sistema (BETT, 2005).

Considere a dinâmica de uma planta não linear parametrizada por uma variável de escalonamento  $\theta$  representada por:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, u, \theta, K) \\ z &= g(x, u, \theta, K) \\ y &= h(x, u, \theta, K) \end{aligned} \quad (5.6)$$

onde  $x$  é o vetor  $n \times 1$  de estados do sistema,  $u$  é o vetor com a entrada de controle  $n_u \times 1$ ,  $z$  denota um sinal de erro a ser controlado,  $y$  é a saída medida,  $K$  é o ganho da inércia sintética e  $\theta \in \Theta$  é um vetor  $s$ -dimensional, tal que  $\Theta \in R^s$ , denota um conjunto de parâmetros.

Para um determinado  $\theta$  fixado, existe um ponto de equilíbrio  $(x_{eq}(\theta), u_{eq}(\theta))$  que satisfaz:

$$\begin{aligned} 0 &= f(x_{eq}(\theta), u_{eq}(\theta), \theta, K) \\ z_{eq} &= g(x_{eq}(\theta), u_{eq}(\theta), \theta, K) \\ y_{eq} &= h(x_{eq}(\theta), u_{eq}(\theta), \theta, K) \end{aligned} \quad (5.7)$$

Com base na planta não linear associada a um conjunto fixo de parâmetros de escalonamento,  $\Theta_0 := \{\theta_i | i = 1, \dots, N\} \subset \Theta$ , um conjunto de ganhos  $\Lambda(\theta)$  são projetados por inspeção de simulações não-lineares, considerando o efeito do ilhamento a fim de cumprir o objetivo de controle pré-estabelecido, e são parametrizados pela mesma variável de programação  $\theta$  utilizada na modelagem correspondente, para cada  $\theta_i \in \Theta_0$ :

$$\Lambda(\theta) : \left\{ K_i(\theta_i), \quad i = 1, \dots, N \right. \quad (5.8)$$

Para implementar o controlador adaptativo final, os ganhos do controlador são interpolados de acordo com o valor atual do parâmetro de escalonamento  $\theta$ . A lei de escalonamento é obtida a partir do conjunto de ganhos resultantes  $K_i(\theta_i)$  a partir de um procedimento de regressão polinomial pelo método dos mínimos quadrados lineares, por exemplo, que pode ser realizado por meio de um *software* computacional, tal como Matlab.

Por final, a avaliação de estabilidade e desempenho é realizada por meio de diversas simulações, incluindo pontos operacionais intermediários àqueles utilizados na etapa de projeto (NAUS, 2009).

## 5.5 Procedimento para Obter a Lei de Adaptação

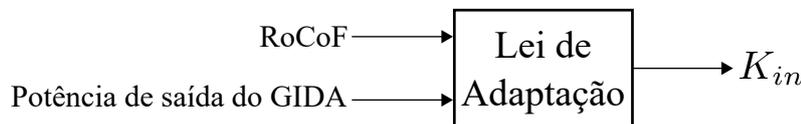
Como descrito anteriormente, o ganho mais adequado para o controle da inércia sintética depende do nível da perturbação e da energia cinética armazenada do rotor da

turbina eólica de velocidade variável, que podem ser representadas, respectivamente, pela taxa de variação da frequência e pela potência de saída do GIDA. Eles são considerados na abordagem da seguinte maneira:

- Potência de saída do GIDA antes da perturbação  $P_{GIDA}$ , denotada como  $\sigma$ .
- Taxa inicial de variação da frequência (RoCoF), denotada como  $\xi$ .

A taxa inicial de RoCoF é medida após o ilhamento. Esta variável, juntamente com a potência de saída do GIDA, são utilizadas como entradas da lei de adaptação, que fornecerá o ganho adequado conforme representado na Figura 39.

Figura 39: Diagrama de blocos da lei de adaptação



Fonte: Elaborada pela autora

Então, para obter a função de escalonamento,  $K_{in}(\xi, \sigma)$ , um ajuste de curva em duas etapas é proposto de acordo com o seguinte algoritmo:

1. Defina o conjunto que contém  $\sigma$ , assumindo um intervalo de valores da potência de saída GIDA  $\sigma := (\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_s)^T$ . Esta faixa corresponde aos valores de potência de saída para o qual a atuação do controle seria adequada e segura;
2. Defina um conjunto de  $N$  diferentes pontos operacionais, representativos das condições operacionais mais prováveis do sistema, contidos no intervalo definido na etapa anterior e caracterizado por uma combinação dos parâmetros de programação definidos  $\sigma$  e  $\xi$ ;
3. Projete, para cada um dos casos  $N$ , um ganho de inércia sintética que atenda ao requisito adotado para a resposta dinâmica de frequência.
4. Execute a primeira etapa do processo de ajuste de curva, utilizando um processo de interpolação que pode ser escolhido arbitrariamente, a partir dos ganhos obtidos na etapa anterior. Os ganhos ajustados para cada valor de potência de saída do GIDA, do conjunto considerado na etapa anterior, são interpolados em função de  $\xi$ . Portanto, neste primeiro estágio, a função de  $K_{in}$  para cada  $\sigma$  é definida como:

$$K_{in} = f_k(\xi) \Big|_{\sigma=\sigma^k} \quad (5.9)$$

onde  $k = 1, \dots, n_k$  e  $\sigma^k$  é a  $k$ -ésima entrada do vetor  $n_k$ -dimensional do parâmetro de potência de saída.

5. Execute o segundo ajuste de curva combinando as curvas da etapa anterior de forma a obter uma superfície que é uma função de  $\sigma$  e  $\xi$ , e que corresponderá à lei de adaptação de ganho final:

$$K_{in} = \sum_{0 \leq i+j \leq n_p} p_{ij} \xi^i \sigma^j \quad (5.10)$$

onde  $n_p$  é o grau polinomial,  $i = 1, \dots, n_\xi$  é o grau do polinômio em  $\xi$  e  $j = 1, \dots, n_\sigma$  é o grau do polinômio em  $\sigma$ .

6. Teste a lei de adaptação do ganho, por meio de diversas simulações incluindo condições de operação pré-ilhamento intermediárias àquelas utilizadas na etapa de projeto.

É importante observar que o número de pontos operacionais escolhidos ( $N$ ) tem um papel importante no desenvolvimento do projeto. Um pequeno valor de  $N$  torna o projeto prático, mas diminui a qualidade dos resultados, enquanto um valor alto de  $N$  melhora os resultados do ajuste da superfície, porém aumenta a complexidade do projeto, pois o ganho deve ser ajustado individualmente para esses casos.

Tendo isso em mente, observou-se que, neste trabalho, 5 valores de  $P_{GIDA}$  distribuídos dentro da faixa de operação definida na etapa 1, combinados com 5 valores de potência na linha de interconexão  $\Delta P$ , iniciando pelo valor máximo de cada caso, que corresponde a 100%, em passos de 10 % decrescente, até o valor que corresponde a 60% do valor máximo, apresentaram um resultado satisfatório nos casos testados.

Recomendamos essa abordagem como regra geral, porém, mais pontos podem ser necessários dependendo das características do sistema. A combinação desses parâmetros permite a construção de 25 pontos de operação distintos, adequados à aplicação atual. Além disso, as etapas 4 e 5 são executadas com o suporte de um software de resolução numérica, como o MatLab.

## 5.6 Considerações Finais

Vale ressaltar que a formulação escolhida para implementação do controle é uma formulação em malha aberta que utiliza somente informações do início do transitório. Tal escolha corresponde a uma solução simples, eficaz e de baixo custo.

A escolha do *Gain Scheduling* em malha malha fechada implicaria em variação do ganho ao longo do transitório e na necessidade de informação chegando no controlador durante todo o tempo, ao passo que um conjunto de ganhos a serem escolhidos no início do transitório resulta em um único chaveamento.

A adaptação do ganho ao longo do transitório também implicaria na necessidade de lidar com a interação das alterações do controle e da dinâmica do ganho adaptativo

com a dinâmica do sistema e na verificação da prova de estabilidade, bem como aumento de custo de implementação e complexidade do projeto. Portanto, em um ambiente na média tensão, uma proposta simples e eficaz tal como proposto, resolve o problema com maior possibilidade de aceitação.

O capítulo seguinte apresenta os resultados desta formulação onde é possível observar que o controlador proposto nesta tese corresponde a uma solução eficaz quando comparada com os demais métodos, já mencionados, portanto caracterizando uma solução de baixa complexidade e boa eficiência.

## 6 TESTES E RESULTADOS

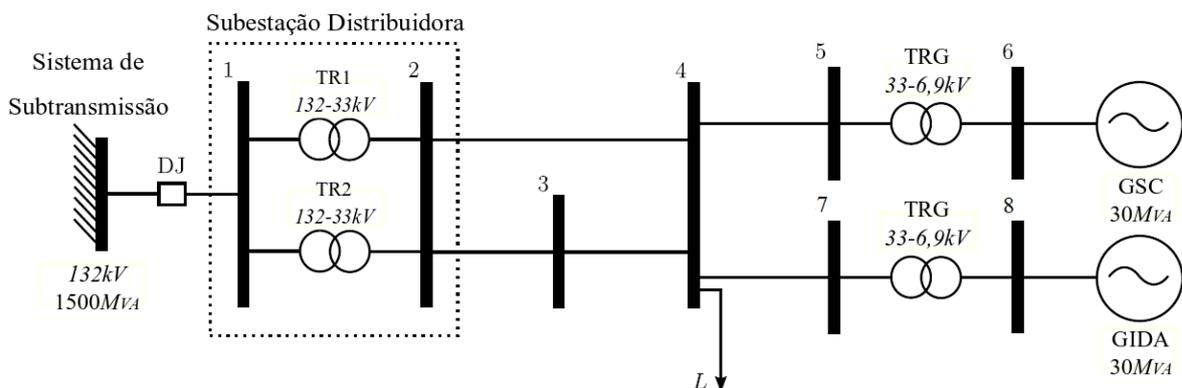
Este capítulo apresenta os principais resultados desta pesquisa, obtidos a partir da aplicação dos procedimentos descritos no Capítulo 5 desta tese, bem como a caracterização dos objetivos atendidos. Tais resultados são evidenciados por meio da comparação entre a inércia sintética com ganho adaptativo proposto, a inércia sintética com ganho fixo e o requisito técnico do ONS, frente à formação de uma ilha, para um conjunto de parâmetros que caracterizam diferentes condições operativas em regime permanente pré-ilhamento.

A estrutura deste capítulo está organizada da seguinte forma: na primeira seção serão apresentados o sistema teste e suas características operativas e de controle, em seguida serão apresentados os procedimentos resultantes da aplicação da abordagem proposta e por final serão apresentadas simulações de validação do controlador proposto para um evento que desencadeia a formação de um ilhamento do sistema teste.

### 6.1 Sistema Teste

O sistema teste utilizado no presente trabalho de doutorado já foi introduzido brevemente no Capítulo 4, porém será reproduzido aqui por conveniência, na Figura 40. O mesmo consiste em uma adaptação dos sistemas apresentados em Jenkins (2000) e Piardi (2017) e cujos dados dinâmicos foram retirados de Freitas et al. (2006), Piardi (2017) e (CEPEL, 2016).

Figura 40: Diagrama unifilar do sistema teste



Fonte: Adaptada de (PIARDI, 2017)

O sistema teste consiste em um sistema de subtransmissão conectado a um sistema de distribuição com duas unidades geradoras, as quais caracterizam a geração distribuída (GD): uma turbina a gás acoplada a um gerador síncrono convencional e um parque eólico

composto por 36 unidades de turbinas eólicas de velocidade variável acopladas por meio de uma caixa de engrenagens a um gerador de indução duplamente alimentado, ambos com potência nominal equivalente de 30 MVA. Como a capacidade das GDs é suficiente para suprir a carga do sistema, é assumido que o sistema possui capacidade de operar em modo ilhado no caso de desconexão da rede principal. O disjuntor DJ é responsável por isolar o sistema de distribuição do sistema de subtransmissão, caracterizando a formação da ilha, os transformadores TR1 e TR2 são responsáveis por reduzir o nível de tensão de 132kV para 33kV enquanto os transformadores TRG são responsáveis por elevar o nível de tensão de 6,9kV para 33kV.

O sistema de subtransmissão é representado por um barramento infinito e a carga  $L$  conectada à barra 4 representa o carregamento do sistema e foi modelada como carga estática, em que a parcela ativa possui uma dependência linear com o módulo da tensão aplicada em seus terminais (carga de corrente constante) e a parcela reativa possui uma dependência quadrática com o módulo da tensão aplicada em seus terminais (carga de impedância constante), representação comumente utilizada quando não se tem conhecimento preciso a respeito das características das cargas do sistema (IEEE, 1993).

Neste trabalho o *software* de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) (CEPEL, 2016), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), foi adotado como ferramenta de modelagem, simulação e análise computacional no domínio do tempo para a realização dos objetivos propostos.

O gerador síncrono convencional está equipado com sistemas de excitação e controle de velocidade típicos, cujos modelos e parâmetros são descritos com detalhes em (PIARDI, 2017) e correspondem à estrutura típica de controle da referida tese. A turbina eólica de velocidade variável apresenta modelo e controles conforme descrito no Capítulo 3, cujos parâmetros fazem parte do modelo fornecido por (CEPEL, 2016) e podem ser vistos no Apêndice A desta tese.

Quando conectados à rede, ambos GDs operam com controle de fator de potência unitário. Tal estratégia é comumente adotada por produtores independentes para evitar penalidade devido ao consumo de potência reativa, ao mesmo tempo em que maximiza a geração de potência ativa. Além disso, geradores distribuídos são caracterizados por seu pequeno porte em comparação ao restante do sistema, e sua influência na regulação de tensão pode ser considerada baixa (PIARDI, 2017), sendo justificável a adoção desta estratégia de controle. Em relação ao sistema de regulação de velocidade e frequência, o GSC opera com controle característico de queda de velocidade (estatismo), enquanto o GIDA fornece a máxima potência extraída do vento (modo MPPT).

Após a detecção de uma condição de ilhamento, o regulador de velocidade do GSC é alterado para o modo isócrono, de forma que o erro de regime permanente da frequência em relação ao valor nominal seja nulo e seu controle do sistema de excitação é alterado

para regular a tensão do terminal do gerador (SHAHABI et al., 2009).

Em todas as simulações, um ilhamento intencional ocorre em  $t = 1s$ . O ilhamento é detectado e os controles dos geradores são chaveados do modo de operação conectado à rede para o modo de operação ilhado e, em seguida, suporte de tensão<sup>1</sup> e frequência são executados para o GSC e para o GIDA. As simulações realizadas não levam em conta o tempo de atraso para detecção do ilhamento pois, parte-se da premissa de que uma técnica rápida é utilizada de forma que não haja impacto significativo sobre os resultados aqui apresentados. Quando a frequência do sistema começa a se recuperar, o controle de inércia sintética do GIDA é desligado e a referência de potência ativa retorna ao modo MPPT, esta estrutura de controle temporário para a inércia sintética será melhor explicada a seguir.

## 6.2 Estrutura de Controle Temporário de Inércia Sintética Adotada

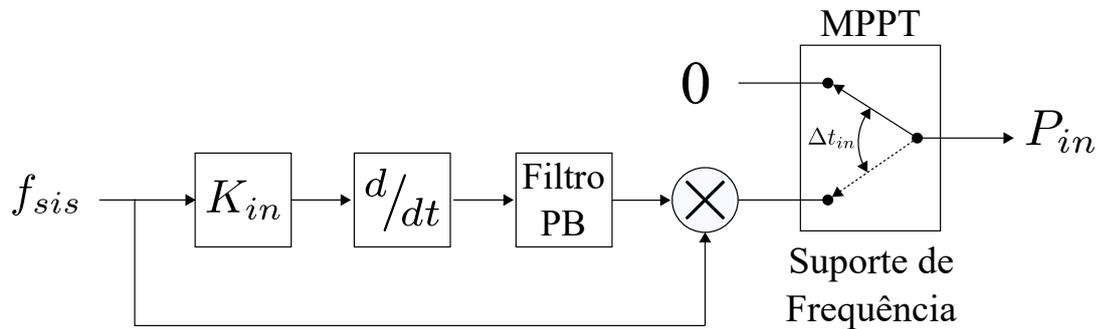
Como mencionado anteriormente, uma das formas de o gerador eólico de velocidade variável contribuir com a resposta inercial do sistema é a emulação da inércia sintética, apresentada na Figura 35. Como pode ser visto na estrutura deste controle, a energia cinética é liberada ou absorvida quando há uma variação da frequência do sistema e a contribuição de potência neste controle é proporcional ao RoCoF e ao ganho do controlador. Automaticamente, à medida que a taxa de variação da frequência diminui e passa ser nula, o sinal auxiliar diminui até se extinguir. Este comportamento transitório pode perdurar por diversos segundos e provocar oscilações na frequência da rede e no rotor do gerador eólico, principalmente para casos com valores mais elevados de ganho.

Neste trabalho, a estrutura de controle da Figura 35 é modificada de forma que uma estratégia temporária de suporte de frequência seja aplicada. No modelo adotado, que pode ser visto na Figura 41, o suporte à frequência é ativado somente quando ocorrer o ilhamento, caso contrário, o sinal suplementar é nulo. Durante a transição para o modo de operação ilhado, o GIDA fornece suporte de frequência por  $\Delta T_{in}$  segundos até que a atuação do controle seja interrompida quando o RoCoF atingir seu primeiro zero, ou seja, quando  $df/dt = 0$ , indicando em termos práticos que a frequência já atingiu seu valor de mínimo e agora começa a se recuperar. Neste instante, como o controle suplementar também é zero, o chaveamento do controle evita uma alteração abrupta no sinal de referência, impedindo uma segunda queda de frequência e posteriores oscilações no rotor do gerador. Além disso, este procedimento permite que o GIDA retorne à sua operação em MPPT mais rápido que o controle de inércia sintética usual.

A Figura 42 ilustra o comportamento oscilatório da frequência para o caso base do sistema teste, e o efeito do desligamento do controle de inércia sintética emulada quando o

<sup>1</sup> O diagrama de blocos adotado para o controle de tensão do GIDA após o ilhamento se encontra no Apêndice A desta tese

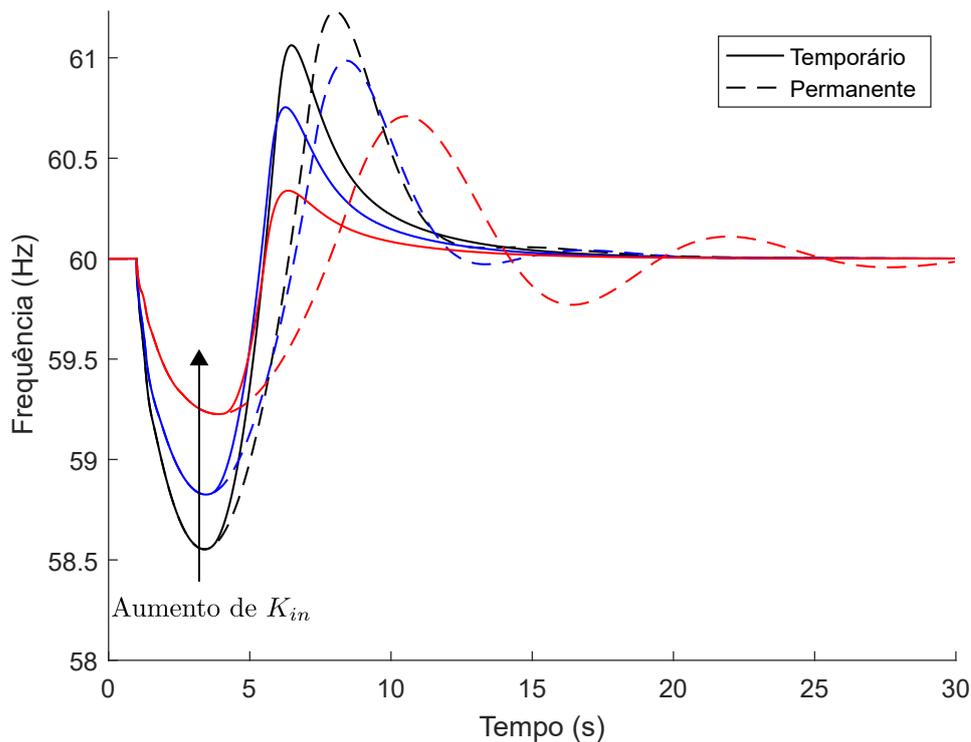
Figura 41: Estrutura de suporte temporário de frequência baseado na emulação da inércia sintética



Fonte: Elaborada pela autora

RoCoF é nulo.

Figura 42: Impacto do Suporte de frequência temporário do GIDA e da variação do ganho do controlador.



Fonte: Elaborada pela autora

Como pode ser visto, à medida que o ganho da inércia sintética  $K_{in}$  aumenta, o desvio de frequência e sua taxa de variação são menores uma vez que o controle responde rapidamente ao RoCoF e atua de forma efetiva nos instantes iniciais da perturbação. Porém, o aumento do ganho melhora a resposta da frequência às custas de oscilações

na frequência da rede, e conseqüentemente no rotor do gerador eólico, podendo levar o sistema à instabilidade.

O desligamento da resposta inercial quando o RoCoF é nulo apresenta um resultado satisfatório, minimizando os picos no sinal da frequência e prevenindo oscilações indesejadas, permitindo ainda uma recuperação mais rápida da energia cinética perdida e da operação em MPPT. Esta estratégia de atuação temporária do suporte de frequência corresponde a uma contribuição adicional desta tese. O leitor interessado pode verificar os resultados detalhados desta investigação em (MORACO et al., 2019). Por final, é importante mencionar que a atuação temporária para o controle de frequência foi adotada para todas as metodologias aqui comparadas.

### 6.3 Aplicação da Abordagem Proposta para Escalonamento do Ganho da Inércia Sintética

A abordagem proposta no Capítulo 5 é aplicada utilizando o sistema de teste apresentado na Figura 40. As simulações no domínio do tempo são executadas no software ANATEM (CEPEL, 2016) do pacote CEPEL. O ilhamento é simulado pela abertura do disjuntor DJ no instante  $t = 1s$  da simulação, isolando o sistema de distribuição do sistema de subtransmissão. Após a formação da ilha, os controles dos geradores são alterados do modo de operação conectado à rede para o modo de operação ilhado. Em seguida, suporte de tensão e frequência são realizados para ambos geradores GSC e GIDA. Quando a frequência começa a se recuperar, o controle de inércia do GIDA é desligado e a referência do controle de potência ativa retorna ao modo MPPT, como já explicado anteriormente.

Como já discutido, o principal objetivo da abordagem proposta consiste em adaptar o ganho da inércia sintética para atingir um requisito de desempenho específico. Na ausência de uma normatização específica para casos de ilhamentos e operação em microrredes, o código de rede para sistemas de distribuição de energia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), denominado Procedimentos de Distribuição (PRODIST) é utilizado como base para determinação do requisito de desempenho de frequência utilizado para a aplicação do procedimento descrito no Capítulo 5 proposto nesta tese, segundo o qual consta no Módulo 8 - Qualidade de Energia (ANEEL, 2018) que, se for necessário o corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio entre geração e carga, a frequência pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo dez (10) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos, durante distúrbios no sistema de distribuição.

Com base nisso, o requisito de desempenho de frequência utilizado nesta tese para a abordagem do escalonamento de ganho é manter o nadir de frequência em um valor maior ou igual a 58,5Hz. É importante destacar que o método é válido para qualquer outra especificação de frequência. Além disso, conforme discutido no parágrafo anterior,

a escolha deste valor foi baseada no requisito do PRODIST, porém objetiva-se que com o ganho adaptativo seja possível obter um desempenho melhor que aquele previsto em norma e por este motivo, o objetivo de controle adotado é mais conservador.

De acordo com o procedimento proposto na Seção 5.5 do Capítulo 5, primeiramente, a faixa de potência de saída do gerador eólico é definida. Dado o comportamento da potência de saída do GIDA, visto na Figura 10, optou-se por restringir a faixa de operação do controle projetado entre 10 e 25MW. É observado na Figura 10, que a partir de 1pu (isto é, 30MW, com ativação do controle de pitch), a potência de saída não varia, o que pode diminuir o desempenho do controle inercial proposto. Outra preocupação é a característica de potência não suave em exatamente 30MW, que introduz maior complexidade no projeto proposto.<sup>2</sup>.

A potência de saída do GSC é definida abaixo de sua capacidade nominal em todos os casos quando conectada à rede, ou seja, 20 MW, e as cargas são definidas com fator de potência 0,92 positivo e amplitude máxima que permita garantir o equilíbrio entre geração e carga após a formação da ilha. Para cada potência de saída do gerador eólico, existe um valor máximo de potência que pode ser fornecida pelos geradores ilhados. É importante reforçar que o objetivo da abordagem é lidar apenas com situações em que o equilíbrio entre geração e carga é possível para a operação ilhada e, portanto, os desvios de frequência ocorrem apenas porque o regulador de velocidade do GSC precisa de alguns segundos para regular a frequência do sistema ilhado.

Com base na faixa de potência de saída definida para o GIDA e na condição de equilíbrio entre geração e carga para condições de estado estacionário, é possível calcular a potência máxima de troca entre a rede elétrica e o sistema de distribuição ( $\Delta P$ ), como pode ser visto na Tabela 2.

Tabela 2: Características de operação do sistema teste

Caso estudado	$P_{GIDA}$	$S_{carga}$	$\Delta P$
1	10MW	42MVA	9MW
2	13.5MW	46MVA	9MW
3	17MW	50MVA	9MW
4	20MW	53MVA	9MW
5	25MW	59MVA	9MW

Fonte: Elaborada pela autora

Para completar o número de cenários, as cargas dos cinco casos na Tabela 2 são alteradas para que  $\Delta P$  resulte em 100 %, 90 %, 80 %, 70 % e 60 % de seu valor máximo,

<sup>2</sup> Estender esta proposta a condições em que o controle de pitch pode ser ativado está entre as perspectivas futuras deste trabalho.

resultando em 25 pontos de operação distintos para os quais  $K_{in}$  é ajustado individualmente de forma a limitar o nadir de frequência a 58,5 Hz. Os ganhos resultantes para os 25 casos testados são mostrados na Tabela 3. Se o ganho apresentado na tabela for zero, significa que nenhum suporte é necessário para atingir a especificação de desempenho.

Tabela 3: Ganhos ajustados para os cenários selecionados

$P_{GIDA}(MW)$	% of $\Delta P$				
	100%	90%	80%	70%	60%
	A	B	C	D	E
(1) 10.0	10	4.5	1.5	0	0
(2) 13.5	7	2.75	0.25	0	0
(3) 17.0	4.5	1.5	0	0	0
(4) 20.0	3.5	0.5	0	0	0
(5) 25.0	1	0	0	0	0

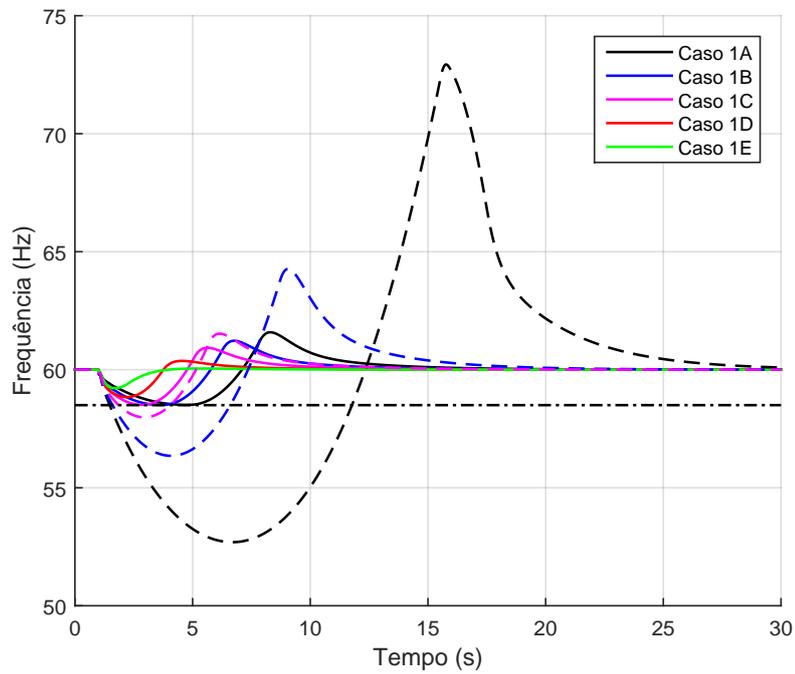
Fonte: Elaborada pela autora

As simulações consideradas para construção da Tabela 3 podem ser vistas nas Figuras 43 a 47. Em todas as figuras, as curvas em linha contínua correspondem àquelas cujo ganho ajustado será considerado para obtenção da lei de controle, seja ele zero ou não. As linhas tracejadas correspondem aos casos sem suporte de frequência do GIDA e que violaram o critério de desempenho de frequência considerado para o projeto desta tese e portanto o ganho resultante na Tabela 3 é diferente de zero. Fica caracterizada também, por meio dessas simulações, a necessidade de um suporte de frequência por parte do GIDA durante o ilhamento do sistema, uma vez que podem ser observadas excursões da frequência (curvas tracejadas) para além do critério estabelecido, violação observada principalmente nos casos em que a potência no intercâmbio assume o valor máximo admitido.

Os ganhos obtidos por simulações, em função do RoCoF medido, estão representados na Figura 48 para as diferentes potências de saída do GIDA. Uma interpolação individual é implementada, resultando em um conjunto de pontos para cada valor da potência de saída do GIDA.

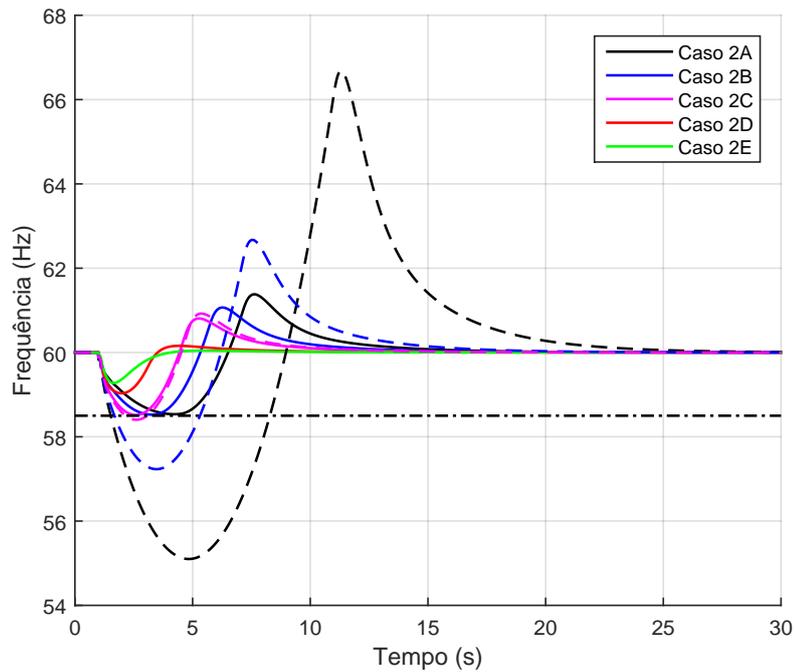
As interpolações para cada valor da potência de saída do GIDA são combinadas para obter uma equação geral, que representa a lei de adaptação. Essa tarefa é executada utilizando o *Toolbox* de *Curve Fitting* do MatLab®, que por sua vez, utiliza, entre outros métodos, o método dos mínimos quadrados lineares para o ajuste da curva. Os procedimentos realizados nesta etapa estão brevemente descritos no Apêndice B. O resultado é um polinômio de terceira ordem para  $\sigma$  (que representa a potência de saída GIDA) e quinta ordem para  $\xi$  (que representa o RoCoF inicial). Os coeficientes da equação polinomial são apresentados na Tabela 4. O RoCoF é dado em Hz/s, normalizado com média 77,21 e

Figura 43: Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 1 - GIDA com 10MW



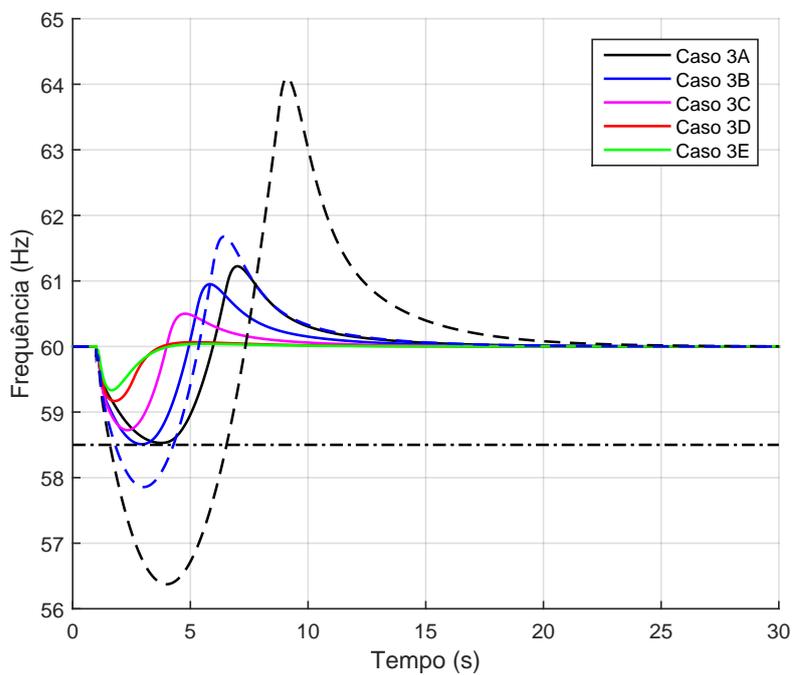
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 44: Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 2 - GIDA com 13,5MW



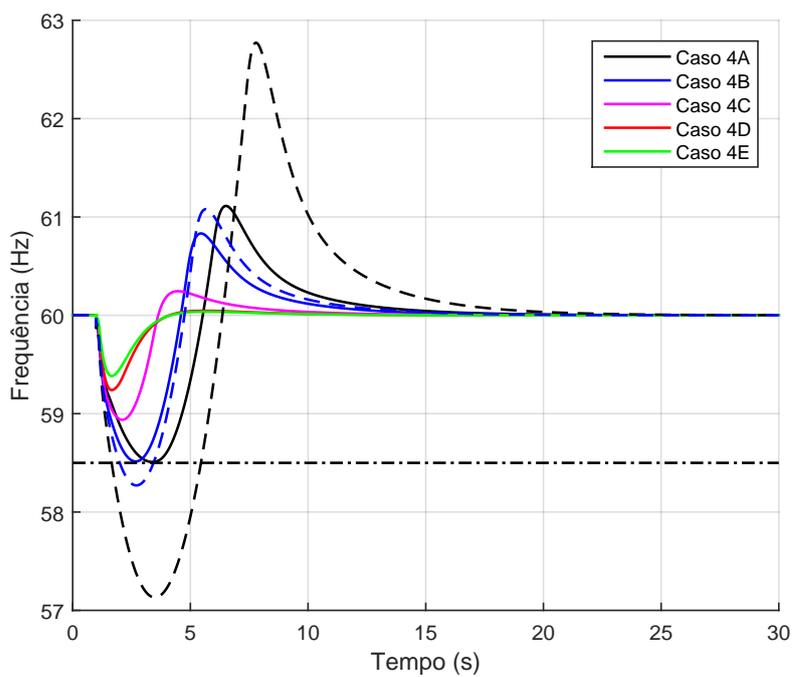
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 45: Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 3 - GIDA com 17MW



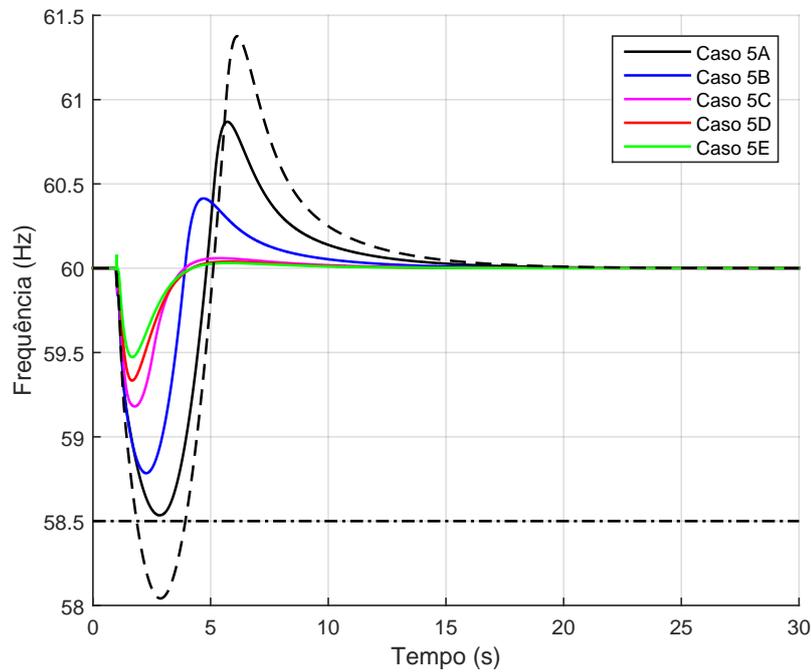
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 46: Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 4 - GIDA com 20MW



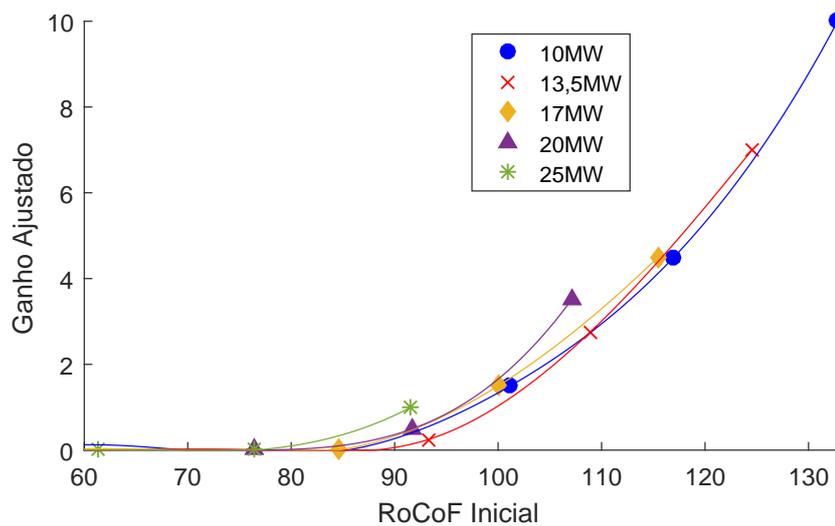
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 47: Resultados dos ajustes dos ganhos para o Caso 5 - GIDA com 25MW



Fonte: Elaborada pela autora

Figura 48: Interpolação dos ganhos ajustados para os cenários selecionados



Fonte: Elaborada pela autora

desvio padrão 24,45 e a potência de saída do GIDA, dada em MW, é normalizada com média 17,1 e desvio padrão 5,183, valores estes resultantes do procedimento realizado no *software* Matlab.

Utilizando a equação (6.1), a superfície da Figura 49 é obtida, sendo:

$$\begin{aligned}
 K_{in}(\xi, \sigma) = & p_{00} + p_{10}\xi + p_{01}\sigma + p_{20}\xi^2 + p_{11}\xi\sigma + p_{02}\sigma^2 + p_{30}\xi^3 + \\
 & p_{21}\xi^2\sigma + p_{12}\xi\sigma^2 + p_{03}\sigma^3 + p_{40}\xi^4 + p_{31}\xi^3\sigma + p_{22}\xi^2\sigma^2 + \\
 & p_{13}\xi\sigma^3 + p_{50}\xi^5 + p_{41}\xi^4\sigma + p_{32}\xi^3\sigma^2 + p_{23}\xi^2\sigma^3
 \end{aligned} \tag{6.1}$$

onde  $p_{ij}$ ,  $i = 0, \dots, 5$  e  $j = 0, \dots, 4$  são os coeficientes do polinômio, os quais podem ser vistos na Tabela 4.

Tabela 4: Coeficientes Polinomiais

$p_{ij}$	$\sigma^0$	$\sigma^1$	$\sigma^2$	$\sigma^3$
$\xi^0$	-0.05172	0.05016	-0.0473	-0.02927
$\xi^1$	0.1012	0.1666	0.1191	-0.00765
$\xi^2$	0.8198	0.2229	0.07802	-0.0004686
$\xi^3$	0.7509	0.09029	0.01308	-
$\xi^4$	0.08094	-0.000781	-	-
$\xi^5$	-0.06165	-	-	-

Fonte: Elaborada pela autora

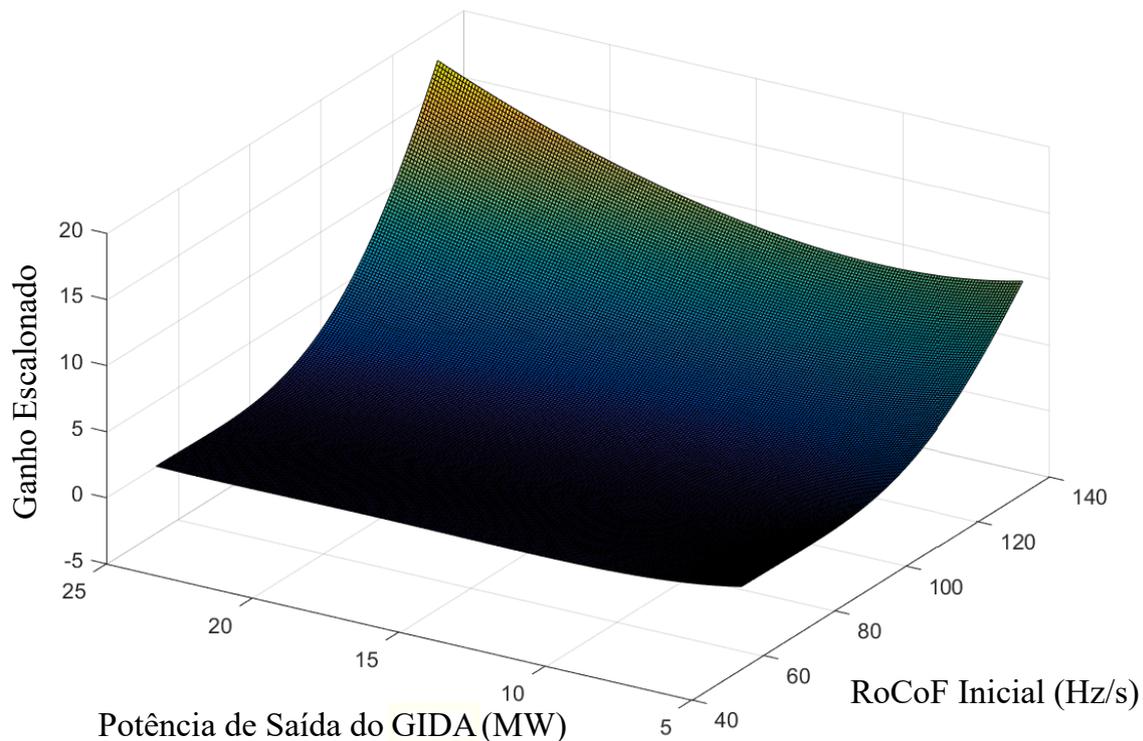
A partir da superfície obtida, pode-se observar que altos valores do RoCoF inicial implicam em maiores ganhos do controlador, ou seja, é necessário mais energia cinética para recuperar a frequência do sistema após a formação da ilha, a fim de cumprir o requisito de desempenho adotado.

#### 6.4 Validação da Lei de Adaptação Obtida

Para avaliar o desempenho da lei de adaptação obtida, diferentes cenários operacionais são considerados para simular o ilhamento do sistema. Um total de 96 cenários distintos foram testados combinando diferentes valores de desequilíbrio de potência  $\Delta P$ , selecionados entre 100 e 70% em passos de 6%, com diferentes valores de potência de saída para o GIDA, selecionadas entre 10 e 25MW, em passos de 1MW. A Figura 50 mostra os resultados do nadir de frequência para o controle de emulação de inércia sintética com ganho fixo e adaptado, e para o suporte de frequência recomendado pelo ONS. O ganho fixo considerado para a inércia sintética corresponde a uma inércia emulada  $H = 1.5s$ , valor típico da inércia de geradores síncronos distribuídos. Aqui vale ressaltar que os casos utilizados na etapa de projeto também foram testados, uma vez que o ajuste da curva da Figura 49 não corresponde a uma interpolação.

Como pode ser visto, o uso da abordagem proposta resultou em um nadir de frequência igual ou superior a 58,5Hz na grande maioria dos casos do método inércia sintética com ganho adaptativo proposto. Dentre eles, apenas cinco resultaram em frequência

Figura 49: Superfície ajustada para cálculo do ganho adaptativo



Fonte: Elaborada pela autora

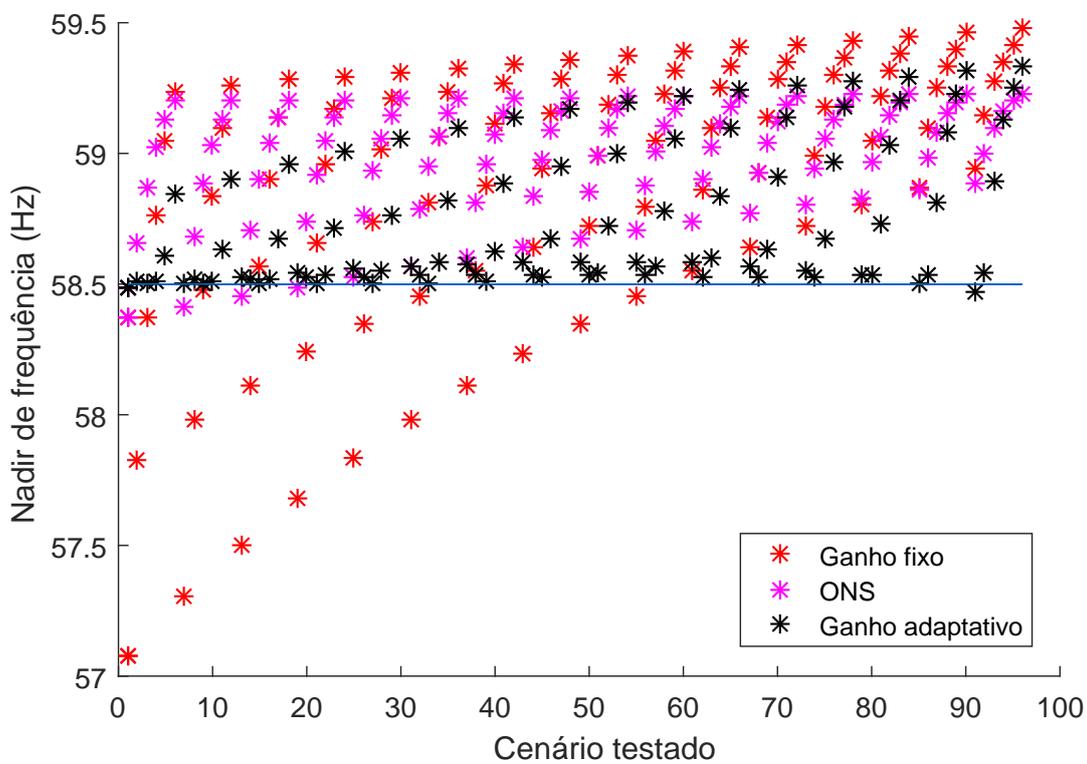
inferior a 58,5Hz os quais podem ser vistos na Figura 51. Como o controle é projetado com uma margem relativa aos requisitos do PRODIST, esses 5 casos estão dentro da faixa estabelecida, pois permanecem abaixo de 58,5Hz por muito menos de 10 segundos.

Os casos violados nos outros métodos por sua vez, apresentaram maiores desvios em relação ao critério considerado, com nadir de frequência muito inferiores, especialmente no caso da inércia sintética com ganho fixo, onde a frequência chegou ao valor mínimo de aproximadamente 57Hz.

Além disso, a partir das simulações, podemos observar que a maioria dos casos com inércia adaptativa resultou em nadir de frequência muito próximo ao desempenho especificado. Esses resultados refletem o fato de que apenas a energia cinética necessária para evitar a violação de frequência mínima é liberada, deixando claro que o ganho adaptativo proporciona robustez e uniformidade à resposta dinâmica do sistema.

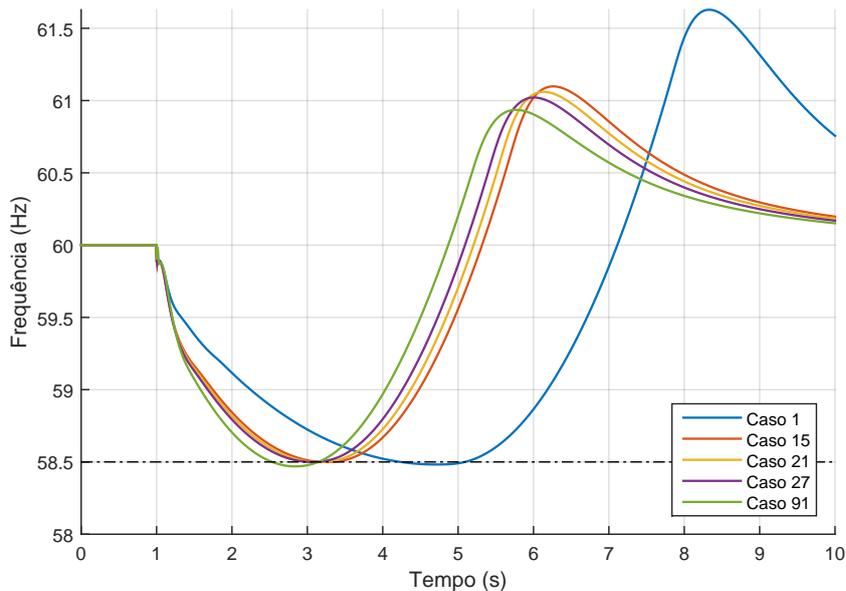
Na Figura 52, a resposta no tempo das variáveis de interesse para o Caso #1 é apresentada. A utilização do ganho adaptativo resultou não apenas em atender ao requisito de frequência considerado, mas também minimizou as oscilações de frequência e potência, como pode ser visto. Para este caso, a lei de adaptação obtida resultou em um ganho

Figura 50: Nadir de Frequência para os Casos Simulados



Fonte: Elaborada pela autora

Figura 51: Resposta dinâmica da frequência para os casos violados



Fonte: Elaborada pela autora

no valor de 9,6586. Além disso, quando comparado ao suporte de frequência requerido pelo ONS, caracterizado como uma modulação temporária da potência de saída do GIDA conforme Figura 34, observa-se uma menor desaceleração do rotor do gerador e um retorno mais rápido ao MPPT. Em relação à inércia sintética com ganho fixo, o que se pode concluir é que neste caso, a energia cinética liberada não foi suficiente para manter a frequência dentro dos níveis adequados aqui considerados e portanto este método não é robusto e não permite atender a um requisito específico de desempenho. Um aspecto importante a ser observado em relação ao método do ONS é que, após a atuação do suporte de frequência, o desligamento deste controle resulta em uma variação abrupta na referência de potência do controle de potência ativa do GIDA, resultando em uma segunda queda de frequência na rede, prejudicando o desempenho do método. Assim pode-se concluir que, a inércia sintética adaptativa apresentou o melhor desempenho de frequência e manteve um compromisso entre o suporte de frequência e a velocidade do gerador evitando liberar energia cinética além do necessário.

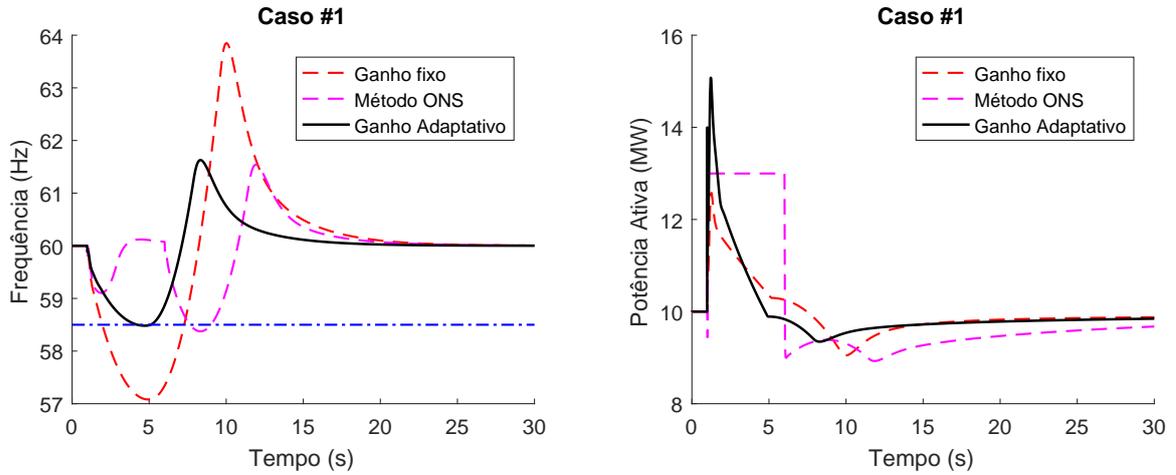
A resposta temporal de outras variáveis importantes podem ser vistas na Figura 53, entre elas: a tensão no terminal do GIDA, controlada pelo CLG por meio da injeção de potência reativa na rede, as potências no rotor, estator e de saída do GIDA e por final, a tensão no Link CC, cujo controle executado pelo CLR atua rapidamente mantendo nível a tensão muito próximo de 1pu durante todo o período de simulação. A dinâmica das injeções de potência ativa e reativa na rede, no estator e no rotor do GIDA durante o período do transitório de ilhamento podem ser vistos na Figura 54.

O Caso #1 corresponde ao ponto operativo 1A descrito na Tabela 3, utilizado para gerar as amostras para o projeto da lei de adaptação. No entanto o procedimento de adaptação não resultou exatamente no mesmo valor de ganho, e conseqüentemente, na mesma resposta dos gráficos de ajuste apresentados na Figura 43, devido ao fato de a lei de adaptação não ser uma interpolação dos ganhos fornecidos e sim uma aproximação pelo método dos mínimos quadrados.

Exemplos de casos intermediários (mais detalhadamente descritos no Apêndice C), não utilizados na etapa de ajuste, podem ser vistos nas Figuras 55, 58 e 61. Nos três casos apresentados é possível observar um comportamento semelhante em que o ganho adaptativo atuou de forma a manter o nadir de frequência em 58,5Hz, ou seja, apresentou robustez e uniformidade em relação ao ponto de operativo do sistema, enquanto a inércia sintética com ganho fixo não atendeu ao requisito exigido. Em relação ao método ONS, o que se observa é uma excessiva liberação de energia cinética, implicando em uma desaceleração do rotor do aerogerador e uma segunda queda na frequência devido ao desligamento abrupto do referido controle.

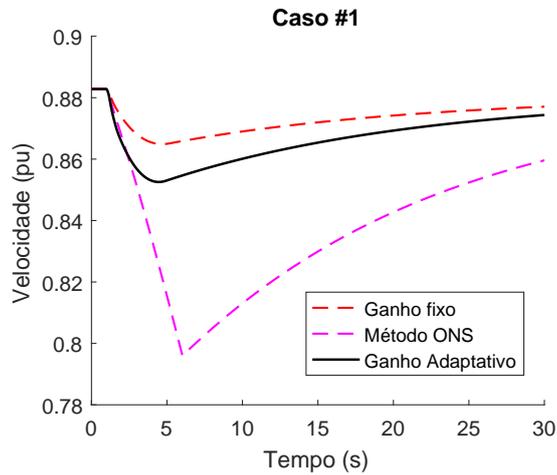
A dinâmica das injeções de potência ativa e reativa na rede, no estator e no rotor do GIDA durante o período do transitório de ilhamento podem ser vistos na Figura 57.

Figura 52: Variáveis de interesse do Caso #1



(a) Frequência na barra terminal do GIDA

(b) Potência de saída do GIDA

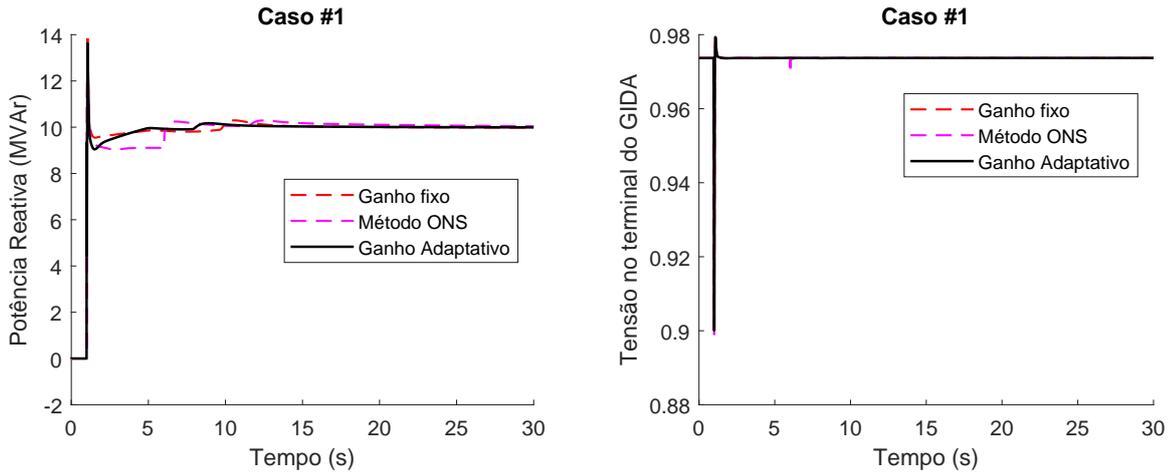


(c) Velocidade do rotor do GIDA

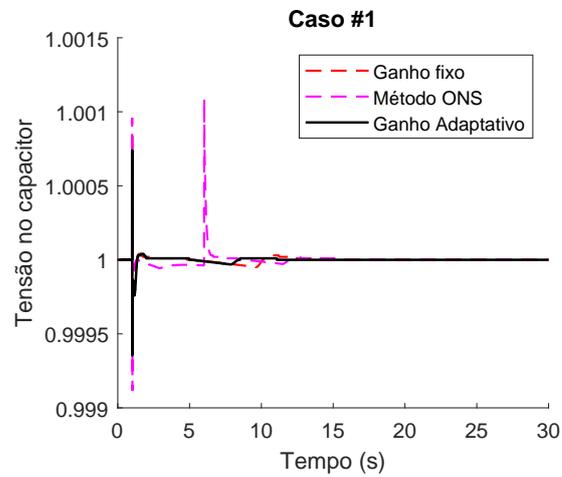
Fonte: Elaborada pela autora

No apêndice C são apresentadas outras simulações dinâmicas dos pontos de operação utilizados para validar a Lei de Adaptação proposta (os mesmos casos cujos nadir de frequência estão representados na Figura 50) e que demonstram a melhor robustez em relação às condições de operação proporcionada pelo ganho adaptativo, caracterizando que ao longo de uma faixa mais ampla de variação das condições do sistema, o mesmo fornece resultados melhores em relação às demais metodologias aqui comparadas.

Figura 53: Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #1



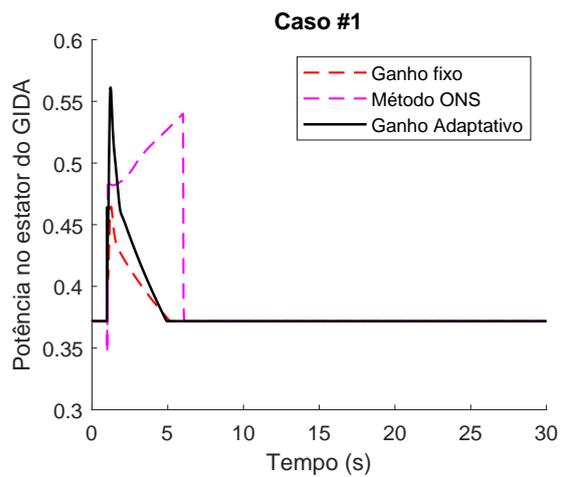
(a) Potência reativa do GIDA injetada na rede (b) Tensão na barra terminal do GIDA em pu



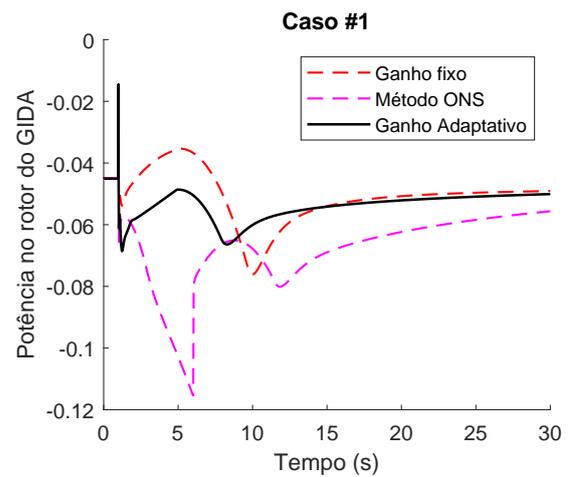
(c) Tensão no Elo CC do conversor *back-to-back* em pu

Fonte: Elaborada pela autora

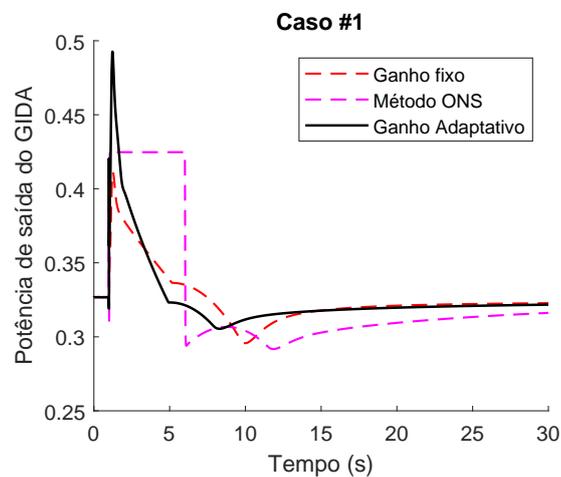
Figura 54: Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #1



(a) Potência do estator do GIDA em pu



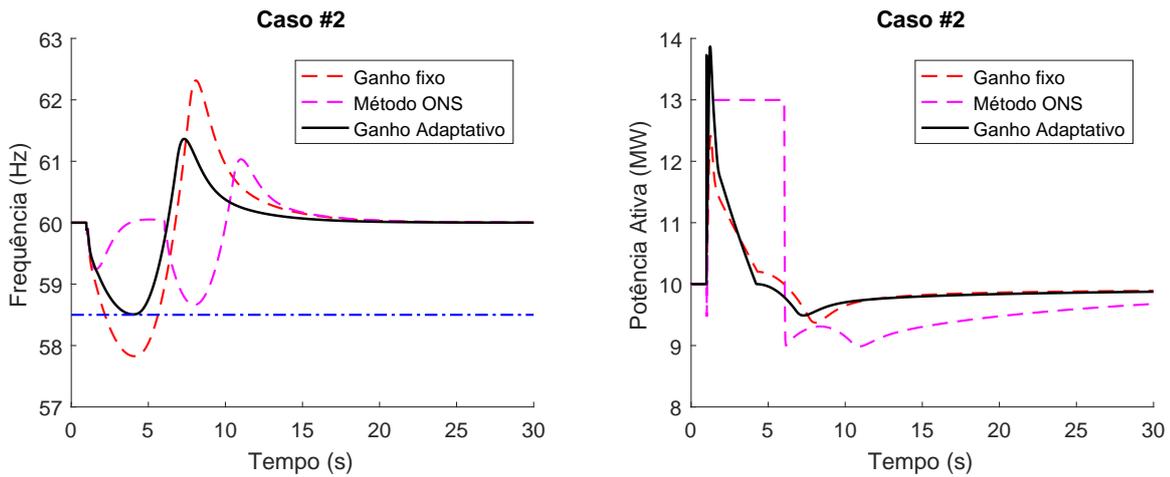
(b) Potência no rotor do GIDA em pu



(c) Potência de saída do GIDA em pu

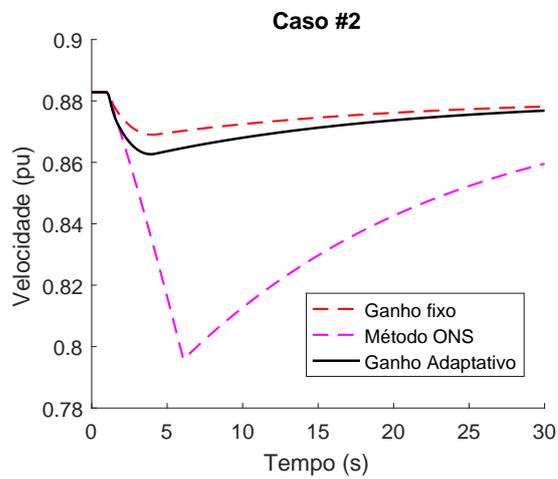
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 55: Simulações Caso #2



(a) Frequência na barra terminal do GIDA

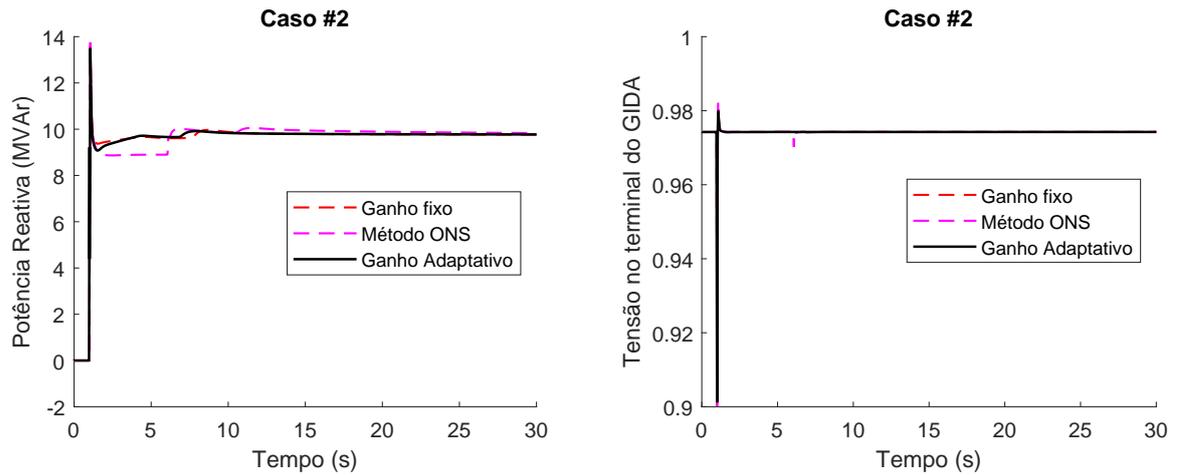
(b) Potência de saída do GIDA



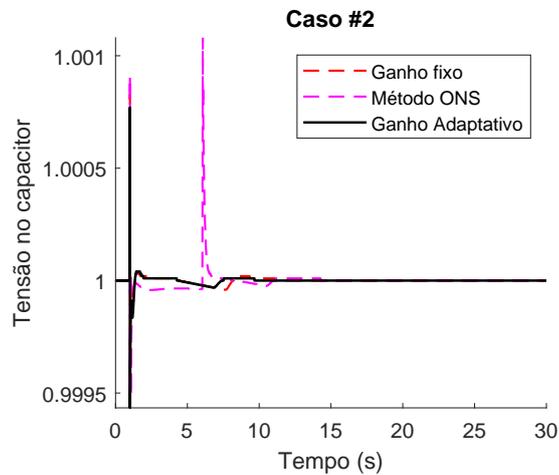
(c) Velocidade do rotor do GIDA

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 56: Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #2



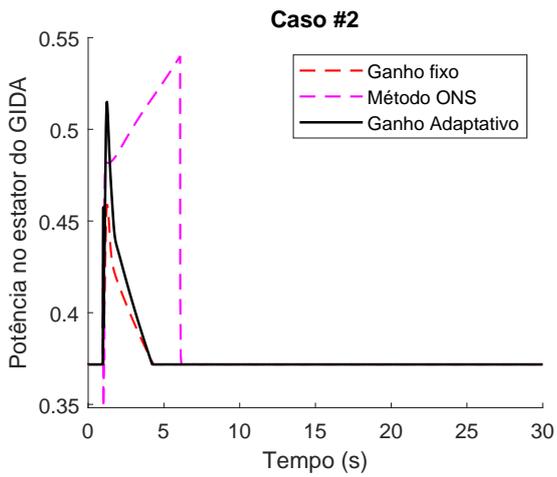
(a) Potência reativa do GIDA injetada na rede (b) Tensão na barra terminal do GIDA em pu



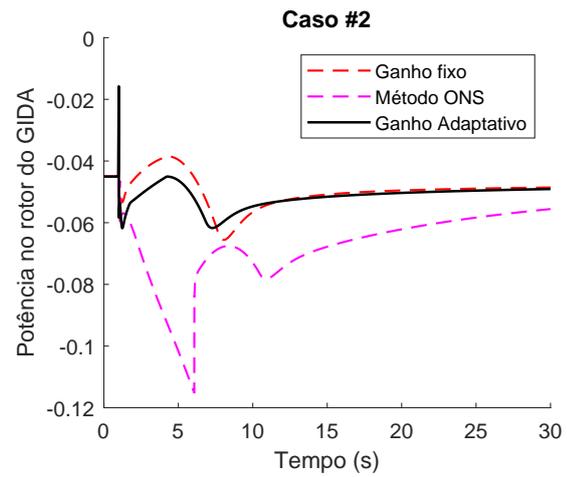
(c) Tensão no Elo CC do conversor *back-to-back* em pu

Fonte: Elaborada pela autora

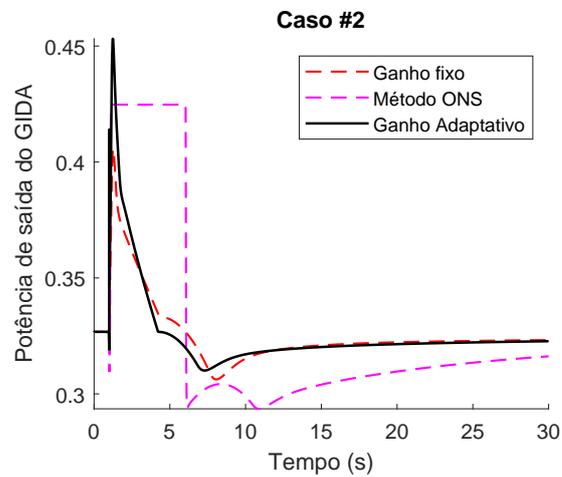
Figura 57: Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #2



(a) Potência do estator do GIDA em pu



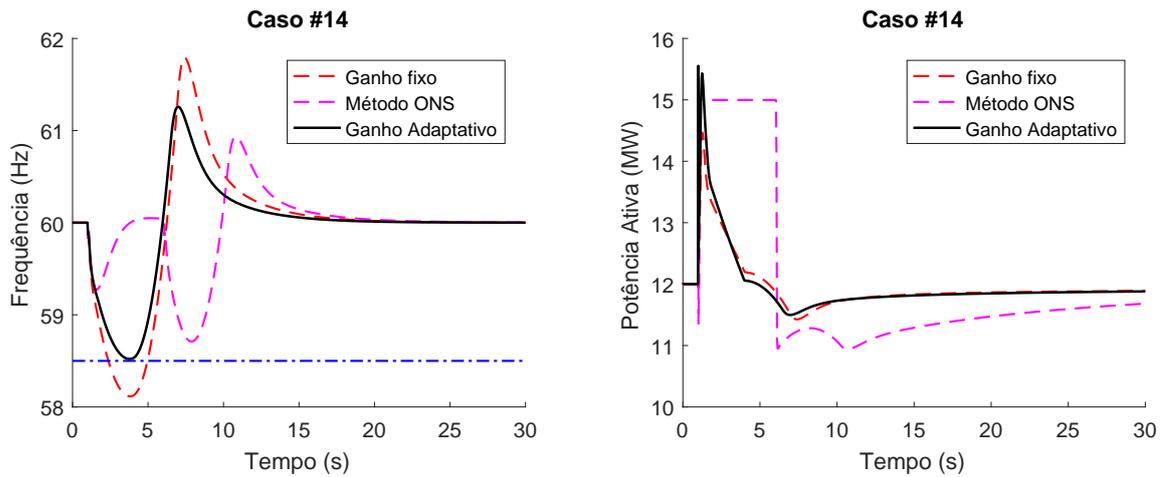
(b) Potência no rotor do GIDA em pu



(c) Potência de saída do GIDA em pu

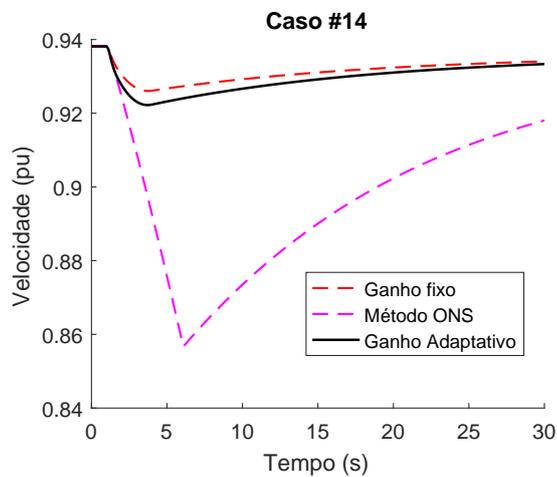
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 58: Simulações Caso #14



(a) Frequência na barra terminal do GIDA

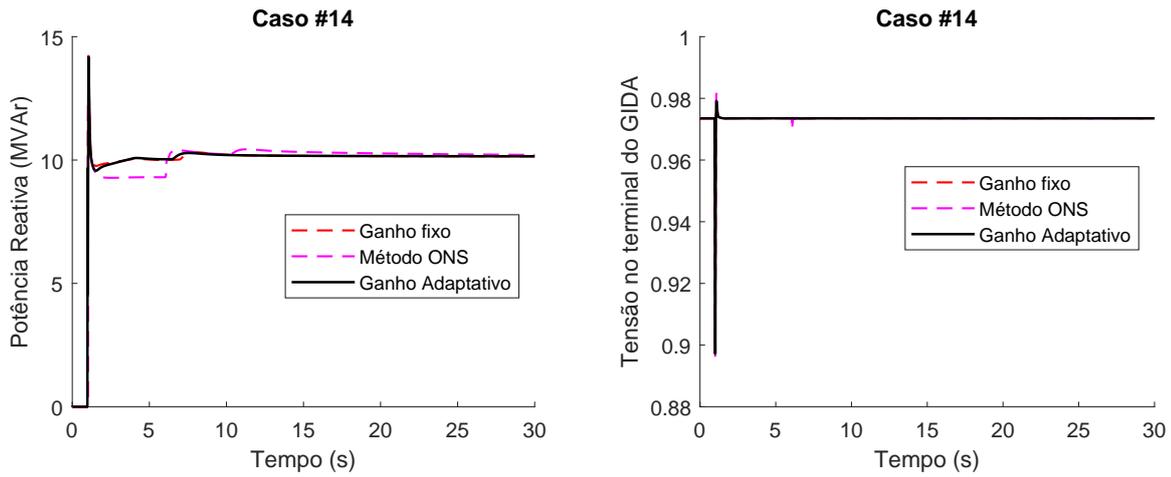
(b) Potência de saída do GIDA



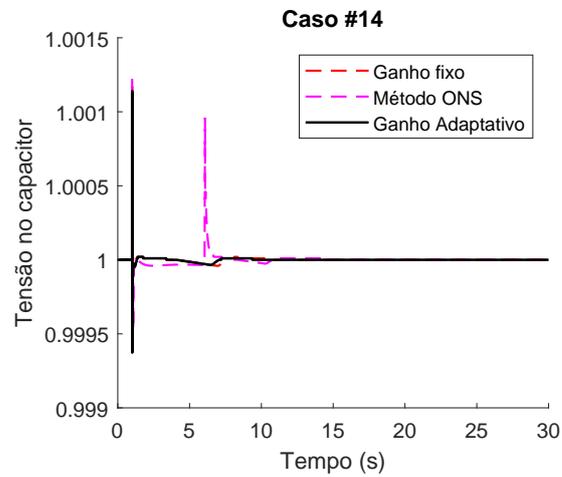
(c) Velocidade do rotor do GIDA

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 59: Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #14

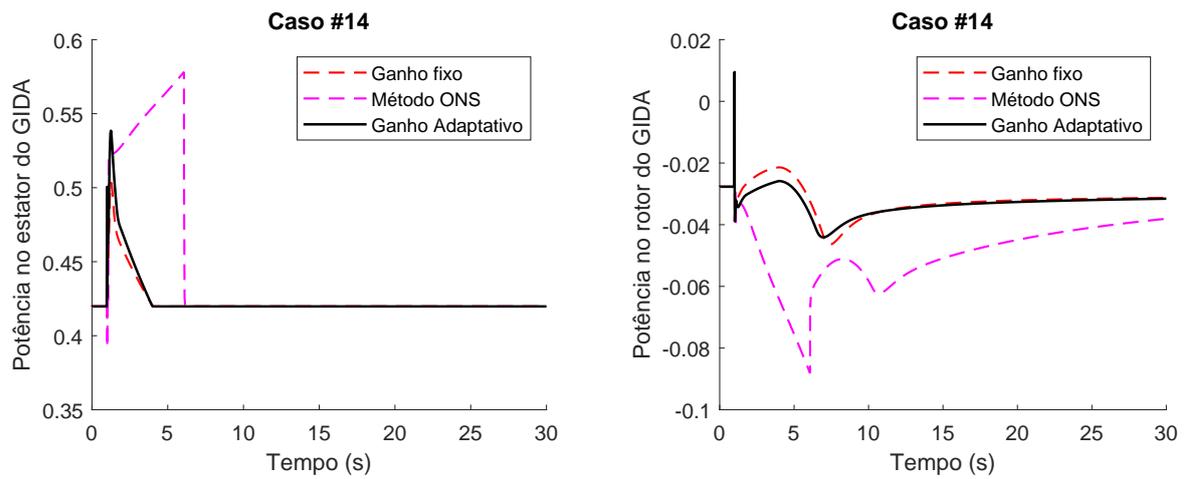


(a) Potência reativa do GIDA injetada na rede (b) Tensão na barra terminal do GIDA em pu

(c) Tensão no Elo CC do conversor *back-to-back* em pu

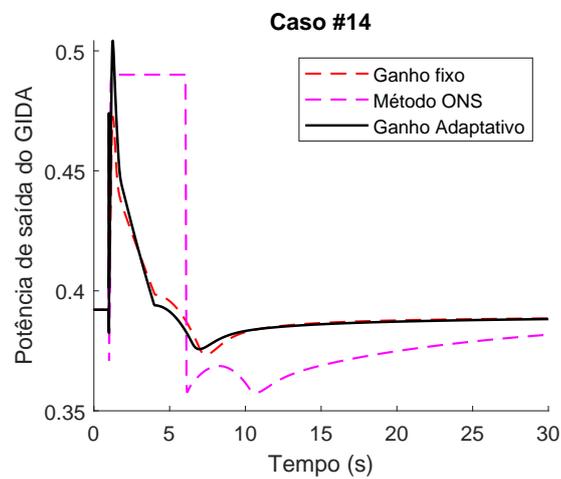
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 60: Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #14



(a) Potência do estator do GIDA em pu

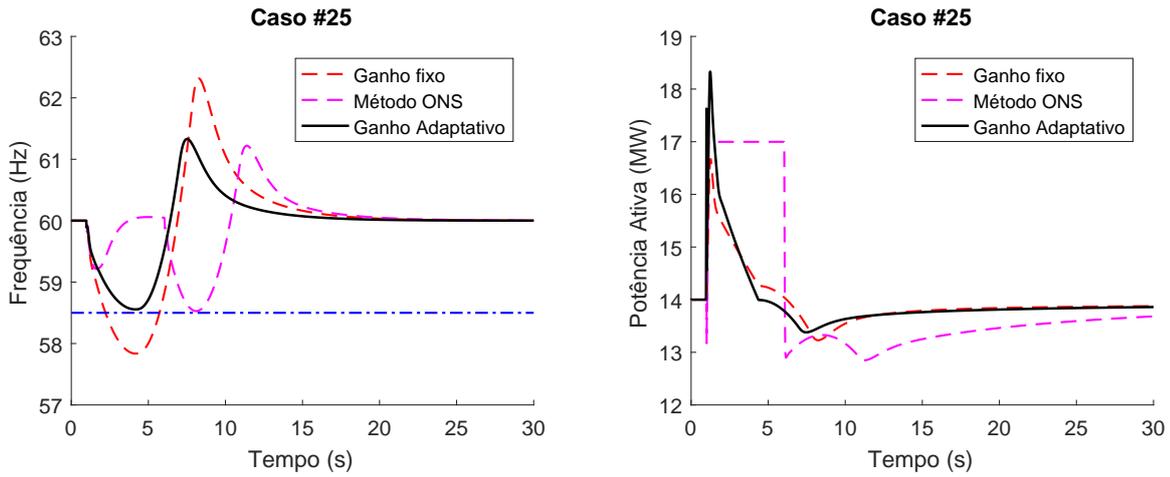
(b) Potência no rotor do GIDA em pu



(c) Potência de saída do GIDA em pu

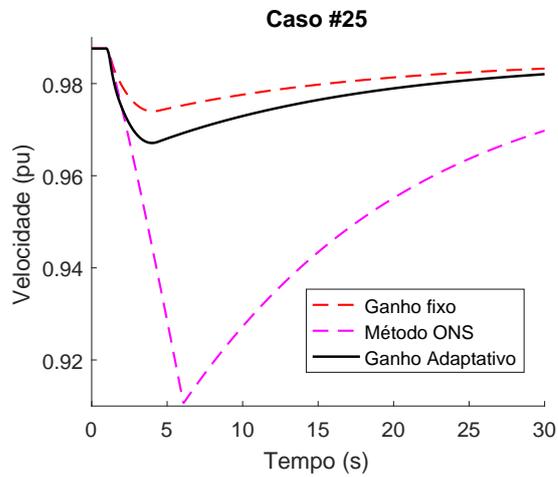
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 61: Simulações Caso #25



(a) Frequência na barra terminal do GIDA

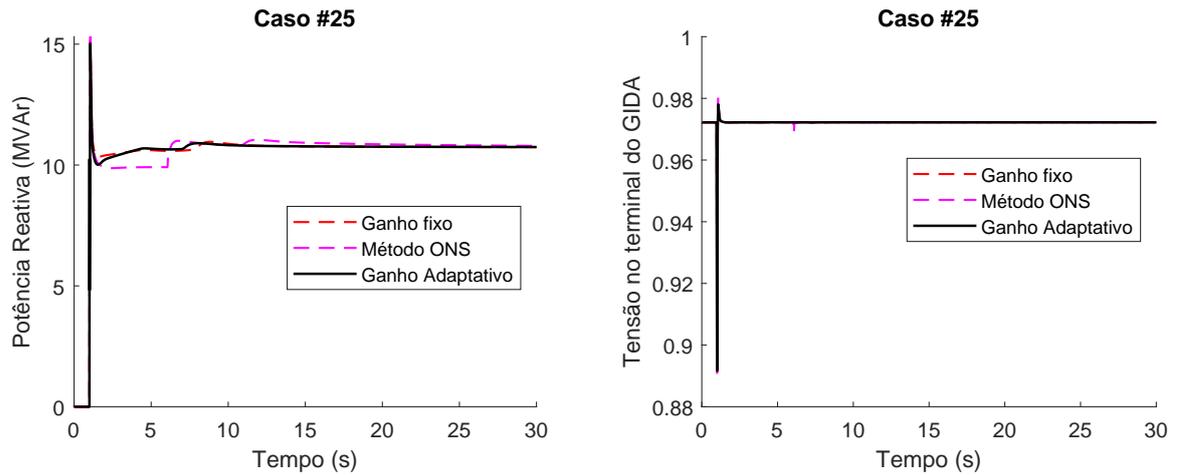
(b) Potência de saída do GIDA



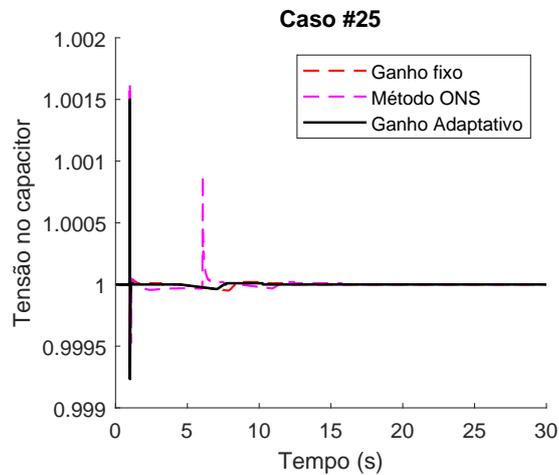
(c) Velocidade do rotor do GIDA

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 62: Resposta do controle de tensão do GIDA e tensão no Elo CC para o Caso #25



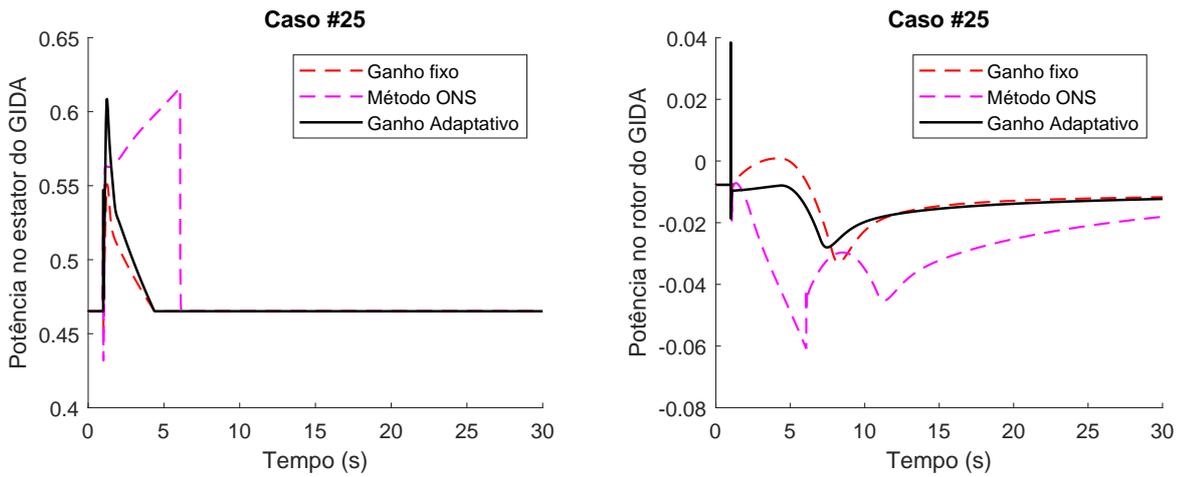
(a) Potência reativa do GIDA injetada na rede (b) Tensão na barra terminal do GIDA em pu



(c) Tensão no Elo CC do conversor *back-to-back* em pu

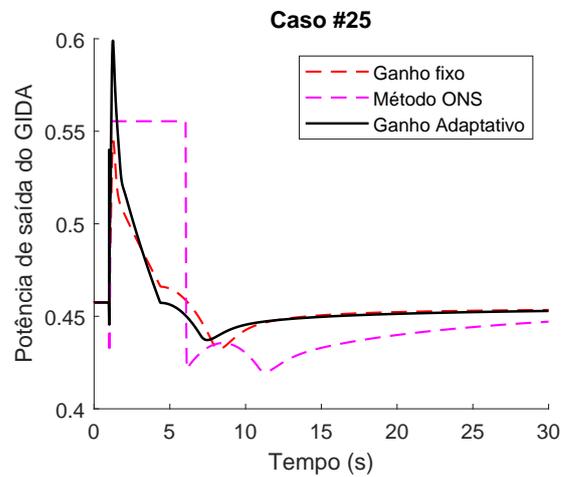
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 63: Dinâmica de resposta das potências de saída, rotor e estator do GIDA para o Caso #25



(a) Potência do estator do GIDA em pu

(b) Potência no rotor do GIDA em pu



(c) Potência de saída do GIDA em pu

Fonte: Elaborada pela autora

## 7 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

Quando geradores distribuídos estão operando conectados à rede, a subestação que é modelada como um barramento infinito, supre de forma instantânea quaisquer variações de potência que venham a ocorrer na rede. Na ocorrência de um ilhamento, este suporte de frequência advindo do barramento infinito é perdido e naturalmente o sistema passa a depender da resposta inercial dos geradores ilhados, como sendo fator crucial para o suporte de frequência, ou seja, a proporção de geração baseada em inversores em relação à geração síncrona se torna determinante no desempenho da resposta inercial do sistema. Caso esta proporção seja alta, ou seja, há um elevado número de geradores baseados em inversores, torna-se necessário o suporte de frequência destes geradores assíncronos.

Tal suporte de frequência pode ser fornecido por aerogeradores por meio de uma malha de controle adicional nos conversores de potência, que atua de forma a liberar energia cinética armazenada em suas massas rotativas. Uma das formas de contribuir com a regulação de frequência, é a emulação da inércia sintética, baseada na emulação do comportamento do gerador síncrono.

Um dos desafios desta implementação é identificar o valor adequado para o ganho da inércia sintética, que representa a inércia que se deseja emular, de acordo com a equação *swing*. Se por um lado um grande ganho pode reduzir as excursões de frequência, mas causando uma desaceleração excessiva da velocidade do rotor e podendo levar o sistema à instabilidade, por outro lado, a operação estável do gerador eólico pode ser garantida com um pequeno valor de ganho, mas esse pequeno ganho restringe o suporte de frequência fornecida ao sistema.

Como na ocasião de um ilhamento, excursão da frequência vai depender das condições operativas pré-ilhamento, tais como, velocidade do vento e potência de intercâmbio da ilha com a rede, para mitigar o problema destacado no parágrafo anterior, esta tese propôs uma abordagem por escalonamento de ganho para adaptar o ganho da inércia sintética de um gerador eólico baseado em GIDA para evitar violações de frequência durante a transição da operação conectada à rede para ilhada. A vantagem de usar o escalonamento de ganho neste problema é a possibilidade de definir um requisito de desempenho específico, que neste caso é a limitação do valor mínimo da frequência, escolhida pelo projetista.

É importante destacar que a abordagem proposta é simples, pois as etapas para definir a lei de adaptação podem ser facilmente reproduzidas e não dependem da implementação de um algoritmo específico para treinamento. Como resultado, a lei de adaptação pode ser obtida usando ferramentas simples, geralmente disponíveis para engenheiros de empresas de serviços públicos. Além disso, sua implementação prática requer um baixo

custo computacional.

A partir dos resultados, é possível verificar a eficácia da abordagem proposta, a qual foi capaz de controlar a inércia sintética do GIDA para liberar apenas a energia cinética do rotor necessária para evitar a violação de frequência o que também minimiza uma segunda queda de frequência devido à recuperação da energia cinética da turbina e uma desaceleração acentuada do rotor, o que implicaria em um retorno mais demorado às condições de regime permanente.

A utilização do ganho adaptativo aliado à atuação temporária do controle atendeu ao requisito de frequência considerado e minimizou as oscilações de frequência e potência. Quando comparado ao suporte de frequência requerido pelo ONS ("Método ONS"), caracterizado como uma modulação temporária da potência de saída do GIDA, é possível observar uma menor desaceleração do rotor do gerador e um retorno mais rápido ao MPPT.

Um aspecto importante a ser observado em relação ao método do ONS é que, após a atuação do suporte de frequência, o desligamento deste controle resulta em uma variação abrupta na referência de potência do controle de potência ativa do GIDA, resultando em uma segunda queda de frequência na rede, prejudicando o desempenho do método.

Em relação à inércia sintética com ganho fixo, o que se pode concluir de forma geral é que, o método proposto libera apenas a energia cinética do rotor necessária e mantém uma uniformidade do nadir de frequência para os casos em que o suporte é requerido enquanto que, a utilização de um ganho fixo não mantém para todos os casos a frequência dentro dos níveis adequados aqui considerados e portanto este método não é robusto e não permite atender a um requisito específico de desempenho.

Assim pode-se concluir que, em relação aos métodos aqui comparados, a inércia sintética adaptativa apresentou o melhor desempenho de frequência e manteve um compromisso entre o suporte de frequência e a velocidade do gerador evitando liberar energia cinética além do necessário.

Embora o trabalho não tenha considerado o atraso decorrente da detecção do ilhamento uma perspectiva de trabalho futuro é a incorporação desse atraso com diferentes técnicas para avaliação do impacto do mesmo sobre o esquema proposto. Pretende-se também analisar casos em que no instante de desconexão da rede principal, a ilha esteja exportando a potência excedente. Pode-se ainda verificar a influência de variações abruptas do vento durante o transitório de ilhamento, a utilização de elementos armazenadores de energia e a aplicação online da técnica proposta.

## REFERÊNCIAS

- ABAD, G. et al. **Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation**. [S.l.: s.n.], 2011. v. 86. 619 - 625 p. ISBN 9781118104965.
- ACKERMANN, T.; SODER, L. Wind power in power systems. In: \_\_\_\_\_. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005. p. 25–51. ISBN 9780470855089.
- Ahmed, A.; Li Ran; Bumby, J. Perturbation parameters design for hill climbing mppt techniques. 2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, p. 1819–1824, May 2012. ISSN 2163-5145.
- Aho, J. et al. A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control. 2012 American Control Conference (ACC), p. 3120–3131, June 2012.
- AKHMATOV, V. **Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power**. 2003. Tese de doutorado — Orsted DTU, 2003.
- ALATA, M. et al. Fuzzy gain scheduling for position control of a robot manipulator. **Journal of Intelligent and Fuzzy Systems**, v. 8, n. 2, p. 111–120, 2000. ISSN 10641246.
- ANAYA-LARA, O. et al. Wind energy generation: Modelling and control. In: \_\_\_\_\_. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2009. ISBN 0470714336.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição – Revisão 1**. Brasília, DF, 2010.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição – Revisão 7**. Brasília, DF, 2017.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica - Revisão 10**. Brasília, DF, 2018.
- ARANI, M. F. M.; EL-SAADANY, E. F. Implementing virtual inertia in dfig-based wind power generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1373–1384, May 2013. ISSN 0885-8950.
- ASTROM, K. J.; WITTENMARK, B. **Adaptive Control 2ed. Lund Institute os Technology**. [S.l.]: Addison-Wesley Publishing Company, 1996.
- Bahramirad, S.; Reder, W. Islanding applications of energy storage system. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 1–5, July 2012.
- BETT, C. J. Gain-scheduled controllers. In: CHEN, W.-K. (Ed.). **The Electrical Engineering Handbook**. Burlington: Academic Press, 2005. p. 1107 – 1114. ISBN 978-0-12-170960-0.

Blaabjerg, F.; Chen, Z. **Power Electronics for Modern Wind Turbines**. [S.l.]: Morgan & Claypool, 2006. ISBN 9781598290332.

BLANCHETT, T.; KEMBER, G.; DUBAY, R. Pid gain scheduling using fuzzy logic. **ISA Transactions**, v. 39, n. 3, p. 317 – 325, 2000. ISSN 0019-0578.

CEPEL. **Programa ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos: Manual do Usuário - V11.2.0**. [S.l.], 2016.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generators: A comprehensive survey. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V, v. 79, n. 6, p. 984–992, 2009. ISSN 0378-7796.

CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. [S.l.]: Institution of Engineering and Technology, 2009. (Energy Engineering Series). ISBN 9781849190145.

CONROY, J. F.; WATSON, R. Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 649–656, May 2008. ISSN 0885-8950.

COSTA, P. M.; MATOS, M. A. Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V, v. 79, n. 2, p. 382–389, 2009. ISSN 0378-7796.

DREIDY, M.; MOKHLIS, H.; MEKHILEF, S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 144 – 155, 2017. ISSN 1364-0321.

DU, X.; YIN, H. MPPT control strategy of DFIG-based wind turbines using double steps hill climb searching algorithm. 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), p. 1910–1914, Nov 2015.

El Itani, S.; ANNAKAGE, U. D.; JOOS, G. Short-term frequency support utilizing inertial response of dfig wind turbines. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 1–8, July 2011. ISSN 1932-5517.

ELTRA. **Specifications for Connecting Wind Turbines to the Transmission Network**. [S.l.], 2000.

ESCALERA, A.; HAYES, B.; PRODANOVIĆ, M. A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 344 – 357, 2018. ISSN 1364-0321.

FILHO, J. E. de A. **Sistemas de Controle Difuso com Escalonamento de Ganhos Parametrizados pela Referência (FRGS)**. 2006. Tese de Doutorado — Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 2006.

FREITAS, W. et al. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 301–311, Feb 2006.

FU, Y.; WANG, Y.; ZHANG, X. Integrated wind turbine controller with virtual inertia and primary frequency responses for grid dynamic frequency support. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 8, p. 1129–1137, 2017. ISSN 1752-1416.

GALDI, V.; PICCOLO, A.; SIANO, P. Designing an adaptive fuzzy controller for maximum wind energy extraction. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, n. 2, p. 559–569, June 2008. ISSN 0885-8969.

GOMEZ, L. A. G. et al. Analysis of the doubly fed induction generator performance on frequency support of microgrids. 2017 North American Power Symposium (NAPS), p. 1–6, Sept 2017.

GUERRERO, J. M. et al. Distributed generation: Toward a new energy paradigm. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 4, n. 1, p. 52–64, March 2010. ISSN 1932-4529.

HAFIZ, F.; ABDENNOUR, A. An adaptive neuro-fuzzy inertia controller for variable-speed wind turbines. **Renewable Energy**, v. 92, p. 136 – 146, 2016. ISSN 0960-1481.

HAU, E. **Wind-turbines fundamentals, technologies, application, economics**. 3ed. [S.l.]: Springer-Verlag, 2013.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. UK: John Wiley & Sons Ltd, 1998.

Hemanth Kumar, M. B. et al. Review on control techniques and methodologies for maximum power extraction from wind energy systems. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 14, p. 1609–1622, 2018. ISSN 1752-1416.

HINGORANI, N. G.; GYUGYI, L. **Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2000. ISBN 9788126530403.

HWANG, M. et al. Dynamic droop based inertial control of a doubly-fed induction generator. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 3, p. 924–933, July 2016. ISSN 1949-3029.

HYDE, R. A.; GLOVER, K. The application of scheduled h/sub infinity / controllers to a vstol aircraft. **IEEE Transactions on Automatic Control**, v. 38, n. 7, p. 1021–1039, July 1993. ISSN 0018-9286.

IEEE. Load representation for dynamic performance analysis (of power systems). **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 2, p. 472–482, May 1993.

\_\_\_\_\_. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547-2003**, p. 1–28, July 2003.

\_\_\_\_\_. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. **IEEE Std 1547.4-2011**, p. 1–54, July 2011.

IOANNOU, P. A.; SUN, J. **Robust Adaptive Control**. [S.l.]: Prentice Hall, 1996.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z.; LAUSS, G. The performance of perturb and observe and incremental conductance maximum power point tracking method under dynamic weather conditions. **Applied Energy**, v. 119, p. 228 – 236, 2014. ISSN 0306-2619.

JENKINS, N. **Embedded generation**. [S.l.]: London : Institution of Electrical Engineers, c2000, 2000.

KANG, M. et al. Stable adaptive inertial control of a doubly-fed induction generator. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 6, p. 2971–2979, Nov 2016. ISSN 1949-3053.

KARBOUJ, H. et al. Non-synchronous fast frequency reserves in renewable energy integrated power systems: A critical review. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 106, p. 488 – 501, 2019. ISSN 0142-0615.

KAYIKCI, M.; MILANOVIC, J. V. Dynamic contribution of dfig-based wind plants to system frequency disturbances. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 859–867, May 2009. ISSN 0885-8950.

KUMAR, D.; CHATTERJEE, K. A review of conventional and advanced mppt algorithms for wind energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 957 – 970, 2016. ISSN 1364-0321.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

LANDAU, I. D. et al. **Adaptive Control. Algorithms, Analysis and Applications. 2ed.** [S.l.]: Springer London Dordrecht Heidelberg New York, 2011.

Larsson, A. Flicker emission of wind turbines during continuous operation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 17, n. 1, p. 114–118, March 2002. ISSN 0885-8969.

LASSETER, R. H. Microgrids. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309), v. 1, p. 305–308 vol.1, Jan 2002.

LEE, J. et al. Stable short-term frequency support using adaptive gains for a dfig-based wind power plant. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 31, n. 3, p. 1068–1079, Sep. 2016. ISSN 0885-8969.

\_\_\_\_\_. Releasable kinetic energy-based inertial control of a dfig wind power plant. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 1, p. 279–288, Jan 2016. ISSN 1949-3029.

LIAN, K. L.; JHANG, J. H.; TIAN, I. S. A maximum power point tracking method based on perturb-and-observe combined with particle swarm optimization. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 4, n. 2, p. 626–633, March 2014. ISSN 2156-3381.

LIANG, X. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 2, p. 855–866, March 2017. ISSN 0093-9994.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power System Dynamics: Stability and Control, 2nd ed.** [S.l.]: Oxford: John Wiley, 2009.

MATHWORKS. **Interactive Curve and Surface Fitting**. 2016. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/curvefit/interactive-curve-and-surface-fitting-.html>>. Acesso em: 01 de Fev. de 2020.

---

\_\_\_\_\_. **Surface Fitting**. 2016. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/curvefit/surface-fitting.html>>. Acesso em: 01 de Fev. de 2020.

MATLAB. **Curve Fitting Toolbox Release 2016a**. 2016.

MOHAMAD, H. et al. A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 8, p. 3952 – 3962, 2011. ISSN 1364-0321.

MORACO, A. G. M. et al. Comparative evaluation of methods for switching temporary frequency support in islanded systems. **Innovative Smart Grid Technologies ISGT-LA**, Inovative Smart Grid Technologies (ISGT-LA), p. 1–6, Sept 2019.

MORREN, J. et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 433–434, Feb 2006. ISSN 0885-8950.

MORREN, J.; PIERIK, J.; HAAN, S. de. Inertial response of variable speed wind turbines. **Electric Power Systems Research**, v. 76, n. 11, p. 980–987, 2006.

NAUS, I. G. J. L. **Gain Scheduling Robust Design and Automated Tuning of Automotive Controllers**. 2009. Tese de Doutorado — Department of Mechanical Engineering, 2009.

OCHOA, D.; MARTINEZ, S. Fast-frequency response provided by dfig-wind turbines and its impact on the grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 4002–4011, Sep. 2017. ISSN 0885-8950.

ONS. **Procedimentos de Rede - PROREDE: Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão - Revisão 2019.08 - Operador Nacional do Sistema Elétrico**. [S.l.], 2019.

PERDANA, A. **Wind turbine models for power system stability studies**. 2006. Tese de doutorado — Division of Electric Power Engineering, 2006.

PIARDI, A. B. **Proposta de uma Estrutura Híbrida de Controle para Sistemas de Excitação de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2017. Tese de Doutorado — Universidade de São Paulo, 2017.

PILO, F.; CELLI, G.; MOCCI, S. Improvement of reliability in active networks with intentional islanding. v. 2, p. 474–479 Vol.2, April 2004.

PUCCI, M.; CIRINCIONE, M. Neural mppt control of wind generators with induction machines without speed sensors. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 37–47, Jan 2011. ISSN 0278-0046.

QUIROGA, G. A. et al. Study of the distributed generation impact on distributed networks, focused on quality of power. p. 855–860, Oct 2016. ISSN 2164-0610.

RAHMAN, H. A. et al. Operation and control strategies of integrated distributed energy resources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 1412 – 1420, 2015. ISSN 1364-0321.

RAMTHARAN, G.; EKANAYAKE, J. B.; JENKINS, N. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines. **IET Renewable Power Generation**, v. 1, n. 1, p. 3–9, March 2007. ISSN 1752-1416.

RANGEL, R. D. **Modelagem de Equipamentos FACTS Baseados em Inversores de Tensão para Análise de Fluxo de Potência e Fenômenos Eletromecânicos**. 2004. Tese de doutorado — PEE/COPPE/UFRJ, 2004.

RANGEL, R. D. et al. Modelagem de geração eólica em programas de fluxo de potência e de análise de estabilidade eletromecânica. Set 2005.

SALIM, R. H.; RAMOS, R. A. A model-based approach for small-signal stability assessment of unbalanced power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2006–2014, Nov 2012. ISSN 0885-8950.

SHAHABI, M. et al. Microgrid dynamic performance improvement using a doubly fed induction wind generator. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 24, n. 1, p. 137–145, 2009.

SIMOES, M. G.; BOSE, B. K.; SPIEGEL, R. J. Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 12, n. 1, p. 87–95, Jan 1997. ISSN 0885-8993.

SLOOTWEG, J. G. et al. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 144–151, Feb 2003.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator. v. 1, p. 644–649 vol.1, July 2001.

SONTAG, E. An introduction to the stabilization problem for parametrized families of linear systems. **Contemp. Math.**, v. 47, 01 1985.

SUN, Y. z. et al. Review on frequency control of power systems with wind power penetration. 2010 International Conference on Power System Technology, p. 1–8, Oct 2010.

TARNOWSKI, G. C. et al. Variable speed wind turbines capability for temporary over-production. p. 1–7, July 2009. ISSN 1932-5517.

TIELENS, P.; HERTEM, D. V. The relevance of inertia in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 55, n. C, p. 999–1009, 2016. ISSN 1364-0321.

TRINDADE, F. C. L. **Análise dos Sistemas de Proteção e Controle de Instalações Industriais com Geradores Síncronos Durante Operação Ilhada**. 2009. Dissertação de Mestrado — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2009.

ULLAH, N. R.; THIRINGER, T.; KARLSSON, D. Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines— potential and applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 601–612, May 2008. ISSN 0885-8950.

---

VIDYANANDAN, K. V.; SENROY, N. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 837–846, May 2013. ISSN 0885-8950.

VIEIRA, J. C. M. **Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2006. Tese de Doutorado — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2006.

Vieira, J. C. M. et al. Performance of frequency relays for distributed generation protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 3, p. 1120–1127, July 2006.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. v. 1, p. 92–96 vol.1, July 2002.

WU, B. et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. [S.l.: s.n.], 2011. ISBN 978-0-470-59365-3.

YANG, D. et al. Temporary frequency support of a dfig for high wind power penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 3428–3437, May 2018. ISSN 0885-8950.

YANG, J.; CHEN, Y.; HSU, Y. Small-signal stability analysis and particle swarm optimisation self-tuning frequency control for an islanding system with dfig wind farm. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 13, n. 4, p. 563–574, 2019. ISSN 1751-8687.

ZAMANI, M. A.; SIDHU, T. S.; YAZDANI, A. Investigations into the control and protection of an existing distribution network to operate as a microgrid: A case study. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 4, p. 1904–1915, April 2014. ISSN 0278-0046.

ZEINELDIN, H. H. et al. Impact of intentional islanding of distributed generation on electricity market prices. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 153, n. 2, p. 147–154, March 2006. ISSN 1350-2360.

ZERTEK, A.; VERBIC, G.; PANTOS, M. Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines. **IET Renewable Power Generation**, v. 6, n. 1, p. 17–23, January 2012.

ZHAO, J. et al. Coordinated microgrid frequency regulation based on dfig variable coefficient using virtual inertia and primary frequency control. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 31, n. 3, p. 833–845, Sep. 2016. ISSN 0885-8969.



## **Apêndices**



## APÊNDICE A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE

O objetivo deste apêndice é apresentar os dados da rede elétrica utilizada para obtenção dos resultados desta tese, conforme descrito no Capítulo 6, bem como os parâmetros do modelo dinâmico do gerador de indução duplamente alimentado apresentado no Capítulo 3.

### A.1 Dados da Rede Elétrica

As impedâncias dos elementos série que compõem o diagrama unifilar da Figura 40 podem ser vistas na Tabela 5. Os valores são apresentados nas referidas bases de tensão e potência sendo a potência base de 100MVA, e correspondem aos valores de sequência positiva dos componentes. Os dados da rede elétrica foram adaptados de Jenkins (2000) e Piardi (2017).

Tabela 5: Impedâncias dos componentes da rede elétrica do sistema teste

Parâmetro	Valor	Unidade
$Z_{23}$	$0,0134 + j0,0575$	pu
$Z_{34}$	$0,0716 + j0,1246$	pu
$Z_{24}$	$0,0645 + j0,1028$	pu
$Z_{45}$	$0,0358 + j0,0623$	pu
$Z_{47}$	$0,0358 + j0,0623$	pu
$Z_{SUB}$	$j0,0666$	pu
$Z_{TR1}$	$0,0100 + j0,0400$	pu
$Z_{TR2}$	$0,0092 + j0,0400$	pu
$Z_{TRG}$	$0,0328 + j0,1312$	pu

Fonte: Adaptada de (PIARDI, 2017)

### A.2 Parâmetros do Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Os parâmetros do gerador de indução duplamente alimentado implementado no ANATEM (CEPEL, 2016) correspondente ao conjunto mecânico Turbina-Gerador representado pela equação (3.12) e ao modelo elétrico representado pelas equações (3.63)-(3.66) apresentados no Capítulo 3. É importante ressaltar que o programa ANATEM modela um conjunto de N. Unid máquinas eólicas, representativas de uma fazenda eólica, como um único gerador conectado na barra. Portanto os dados aqui apresentados correspondem ao modelo de um GIDA de potência nominal 850kW. O total de 36 unidades geradoras resulta em uma potência nominal equivalente de aproximadamente 30MW.

Tabela 6: Dados do modelo do gerador de indução duplamente alimentado

Parâmetro	Valor	Unidade
$R_s$	0,850	%
$X_s$	5,776	%
$R_r$	0,712	%
$X_r$	8,094	%
$X_m$	505,9	%
$Polos$	4	-
$H_{eq}$	3,5	s
$S_b$	850	kVA
N. Unid	36	-

Fonte: Retirada dos cartões de entrada do ANATEM (CEPEL, 2016)

### A.3 Parâmetros da Turbina

Os dados da turbina e os coeficientes utilizados para o cálculo do coeficiente de potência ( $C_p$ ) foram retirados dos cartões de entrada do programa ANATEM (CEPEL, 2016) e podem ser vistos na Tabela 7. Os dados do controlador do ângulo de passo podem ser vistos na Tabela 8.

Tabela 7: Parâmetros da turbina e coeficientes utilizados para o cálculo de  $C_p$ 

Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
$\rho$	1,225	$kg/m^3$	$c_5$	2,14	-
$R$	29	m	$c_6$	13,2	-
$c_1$	0,5459	-	$c_7$	15,832	-
$c_2$	151	-	$c_8$	-3,934	-
$c_3$	0,5159	-	$c_9$	-0,041	-
$c_4$	-0,059	-			

Fonte: Dados retirados dos cartões de entrada do ANATEM (CEPEL, 2016)

### A.4 Parâmetros dos Controladores dos Conversores

Os parâmetros dos controladores que realizam o acionamento do gerador de indução duplamente alimentado, podem ser vistos nas Tabelas 9 e 10. Tais controles estão ilustrados nas Figuras 25 e 28 e correspondem ao controle do lado da rede e ao controle do lado do gerador respectivamente.

O diagrama de blocos adotado para o controle de tensão do GIDA após o ilhamento corresponde à Figura 64, sendo  $K_p = 1$  e  $K_i = 300$ .

Tabela 8: Parâmetros do controlador do ângulo de passo

Parâmetro	Valor	Unidade
$\beta_{min}$	0	graus
$\beta_{max}$	50	graus
$d\beta/dt_{min}$	7,5	graus
$d\beta/dt_{max}$	7,5	graus
$T_{pit}$	0,1	s
$K_p$	0,011	-
$K_i$	0,114	-

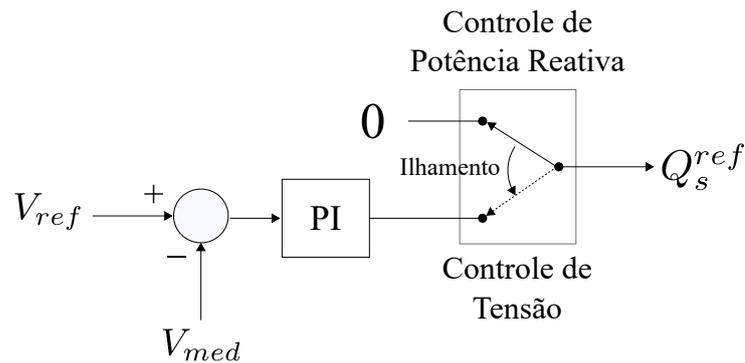
Fonte: Dados retirados da biblioteca do ANATEM (CEPEL, 2016)

Tabela 9: Parâmetros do controlador do lado da rede

Parâmetro	Valor	Unidade
$V_{cc}^{ref}$	1	pu
$K_p^d$	5	-
$K_i^d$	50	-
$Q_{cs}^{ref}$	0	pu
$K_p^q$	0,05	-
$K_i^q$	100	-

Fonte: Dados retirados da biblioteca do ANATEM (CEPEL, 2016)

Figura 64: Estratégia de Controle de Potência Reativa do GIDA



Fonte: Elaborada pela autora

## A.5 Considerações Finais

É importante mencionar que, o gerador síncrono presente no sistema não é foco de estudo nesta tese e portanto seus parâmetros não serão aqui reproduzidos. Os mesmos são tirados de (PIARDI, 2017) e podem ser vistos a partir da página 192 da referência mencionada. Os demais parâmetros dos componentes do aerogerador podem ser obtidos

Tabela 10: Parâmetros do controlador do lado do gerador

Malha de Potência Ativa			Malha de Potência Reativa		
Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
$K_p^{q1}$	1	-	$K_p^{d1}$	1	-
$K_i^{q1}$	150	-	$K_i^{d1}$	300	-
$K_p^{q2}$	0,20	-	$K_p^{d2}$	0,20	-
$K_i^{q2}$	30	-	$K_i^{d2}$	30	-
$i_q^{max}$	10	pu	$i_d^{max}$	10	pu
$i_q^{min}$	-10	pu	$i_d^{min}$	-10	pu
$v_q^{max}$	2	pu	$v_d^{max}$	2	pu
$v_q^{min}$	-2	pu	$v_d^{min}$	-2	pu

Fonte: Dados retirados da biblioteca do ANATEM ([CEPEL, 2016](#))

por meio dos cartões de entrada presentes na biblioteca do ANATEM ([CEPEL, 2016](#)) e também em seu respectivo manual.

## APÊNDICE B – PROCEDIMENTO REALIZADO NO MATLAB R2016A PARA AJUSTE DA SUPERFÍCIE

Este apêndice tem como objetivo descrever brevemente como o *Toolbox* de *Curve Fitting* do MatLab® foi utilizado para gerar a superfície ilustrada na Figura 49 e o polinômio da equação (6.1).

Antes da utilização do referido *Toolbox*, os dados da Tabela 3, que contém os ganhos ajustados para os cenários selecionados, foram tratados, conforme mencionado no Capítulo 6. Para cada potência de saída do gerador de indução duplamente alimentado, os ganhos resultantes da variação da potência de intercâmbio entre a ilha e a rede, foram interpolados por meio do comando  $Vq = \text{interp}(X1, V, Xq1, \text{method})$  de forma que fossem obtidos valores de ganho em função do RoCoF medido para uma potência fixa.

Em termos genéricos, o comando retorna valores interpolados de uma função de  $n$  variáveis em pontos específicos usando interpolação pelo método escolhido. Os resultados sempre passam pela amostra original da função. O vetor  $X1$  contém as coordenadas dos pontos de amostra, ou seja, os valores de RoCoF medidos (eixo das abcissas),  $V$  contém os valores da função correspondentes em cada ponto de amostra, ou seja, os ganhos ajustados (eixo das ordenadas) e  $Xq1$  contém as coordenadas dos pontos especificados para o eixo das abcissas. Assim, o conjunto de 5 ganhos obtidos na Tabela 3 se transforma em um conjunto de  $N$  pontos correspondentes à função resultante do comando e que passa pelas amostras fornecidas, como pode ser observado na Figura 48. Este procedimento aumenta a precisão do ajuste de curva realizado no *Toolbox* e melhora os resultados do escalonamento do ganho inercial.

O método escolhido para interpolação dos dados, corresponde ao método *spline*, em que o valor interpolado em um ponto de consulta é baseado em uma interpolação cúbica dos valores nos pontos de grade vizinhos em cada dimensão respectiva (MATLAB, 2016).

Finalizado este procedimento, haverá 2 vetores com 200 pontos cada, sendo um com os valores de RoCoF e outro com os valores de ganho, para cada potência do GIDA, ou seja, 10 vetores de 200 pontos cada. Tais vetores serão importados ao *Toolbox Curve Fitting*.

O *Toolbox Curve Fitting* fornece um processo interativo e funções para ajustar curvas e superfícies aos dados. A caixa de ferramentas permite executar análises exploratórias de dados, pré-processar e pós-processar dados, comparar modelos candidatos e remover discrepâncias. Você pode conduzir a análise de regressão usando a biblioteca de modelos lineares e não lineares fornecidos ou especificar suas próprias equações personalizadas. A biblioteca fornece parâmetros otimizados do solucionador e condições iniciais para melhorar

a qualidade de seus ajustes. A caixa de ferramentas também oferece suporte a técnicas de modelagem não paramétricas, como *splines*, interpolação e suavização (MATLAB, 2016). Após criar um ajuste, é possível aplicar uma variedade de métodos de pós-processamento para plotagem, interpolação e extrapolação; estimar intervalos de confiança; e cálculo de integrais e derivativos.

Para a obtenção da curva da Figura 49 o seguinte passo a passo foi aplicado:

1. Preparação do conjunto de dados amostrais em forma de vetores, conforme previamente descrito.
2. Abrir o *Toolbox Curve Fitting* digitando *cftool* no *Command Window* do Matlab.
3. Já no aplicativo, selecionar os dados dos eixos X, Y e Z, sendo X o RoCoF, Y a potência do GIDA e Z os ganhos interpolados.
4. O aplicativo cria um ajuste padrão para os dados mas é possível escolher um tipo diferente usando a lista suspensa de categorias de ajuste. No caso desta tese, foi selecionado o método Polinomial.

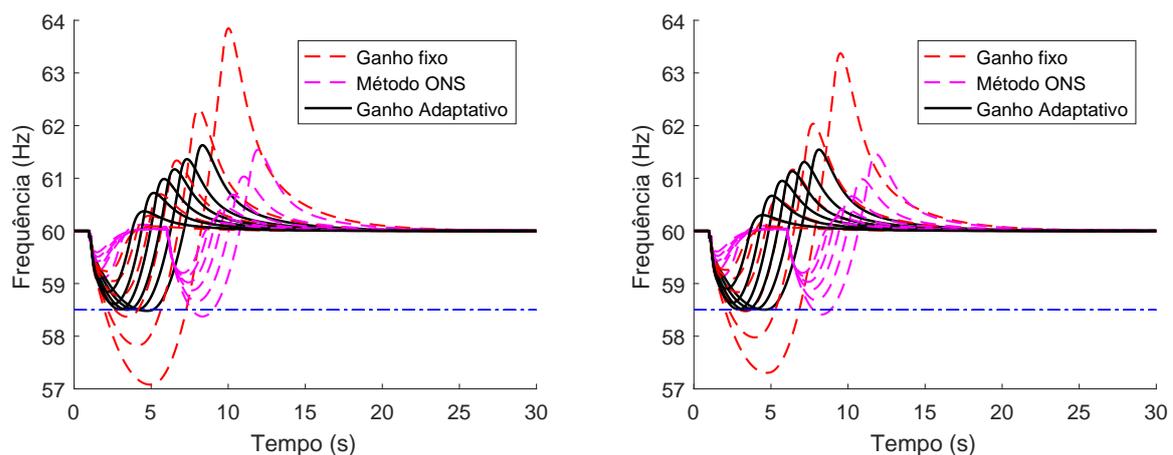
Após este procedimento o aplicativo mostrará a estrutura do polinômio, bem como os valores dos coeficientes. Para mais detalhes sobre o manuseio do *Toolbox* recomenda-se uma leitura dos artigos *Interactive Curve and Surface Fitting* (MATHWORKS, 2016a) e *Surface Fitting* (MATHWORKS, 2016b).

## APÊNDICE C – CASOS SIMULADOS PARA VALIDAÇÃO DA LEI DE ADAPTAÇÃO

A Tabela 11 apresenta os dados utilizados para gerar os casos simulados para validação da Lei de Adaptação obtida, descrita pela equação (6.1). A partir dos valores apresentados na tabela, 96 pontos de operação distintos foram gerados e simulados no ANATEM.

A resposta dinâmica da frequência para todos os casos da Tabela 11 após a ocorrência de um ilhamento em  $t = 1s$  pode ser vista nas Figuras 65 a 72. As curvas dinâmicas estão agrupadas em função da potência de saída do aerogerador, como pode ser visto.

Figura 65: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #1 a #12



(a) Casos #1 a #6 - Potência de saída do GIDA igual a 10MW.

(b) Casos #7 a #12 - Potência de saída do GIDA igual a 11MW.

Fonte: Elaborada pela autora

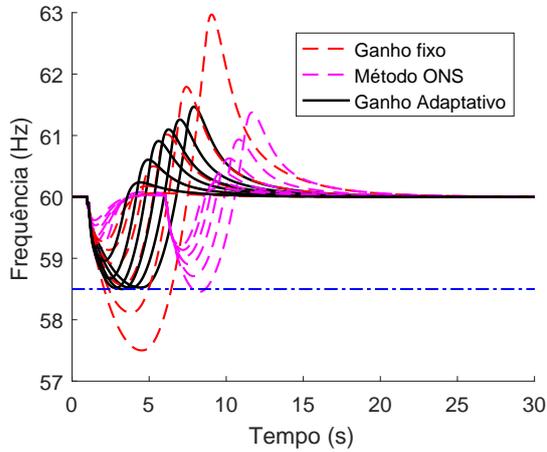
A partir das Figuras 65 a 72 é possível observar comportamento da frequência do sistema em diversas condições de operação, as quais mostram que o controle proposto nesta tese continua sendo efetivo para o requisito de frequência adotado. À medida em que ocorre uma transição entre as condições de operação, em alguns casos o ganho fixo apresenta melhor desempenho de frequência que o ganho adaptativo. Entretanto, o ganho fixo não garante a robustez que o ganho adaptativo proporciona, sendo que esse último mantém o nadir de frequência dentro do requisito e uniformiza a resposta do sistema, caracterizando com esses casos que, ao longo de uma faixa mais ampla, o ganho adaptativo fornece resultados melhores.

Tabela 11: Casos utilizados para validação dos resultados

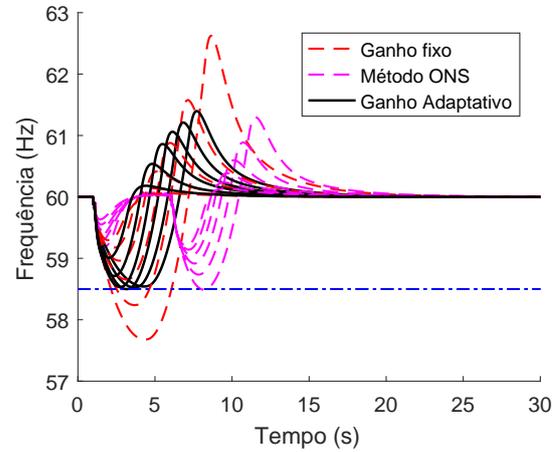
Caso	$P_{GIDA}$ (MW)	$\Delta P$ (%)	Caso	$P_{GIDA}$ (MW)	$\Delta P$ (%)	Caso	$P_{GIDA}$ (MW)	$\Delta P$ (%)
1	10	100	33	15	88	65	20	76
2	10	94	34	15	82	66	20	70
3	10	88	35	15	76	67	21	100
4	10	82	36	15	70	68	21	94
5	10	76	37	16	100	69	21	88
6	10	70	38	16	94	70	21	82
7	11	100	39	16	88	71	21	76
8	11	94	40	16	82	72	21	70
9	11	88	41	16	76	73	22	100
10	11	82	42	16	70	74	22	94
11	11	76	43	17	100	75	22	88
12	11	70	44	17	94	76	22	82
13	12	100	45	17	88	77	22	76
14	12	94	46	17	82	78	22	70
15	12	88	47	17	76	79	23	100
16	12	82	48	17	70	80	23	94
17	12	76	49	18	100	81	23	88
18	12	70	50	18	94	82	23	82
19	13	100	51	18	88	83	23	76
20	13	94	52	18	82	84	23	70
21	13	88	53	18	76	85	24	100
22	13	82	54	18	70	86	24	94
23	13	76	55	19	100	87	24	88
24	13	70	56	19	94	88	24	82
25	14	100	57	19	88	89	24	76
26	14	94	58	19	82	90	24	70
27	14	88	59	19	76	91	25	100
28	14	82	60	19	70	92	25	94
29	14	76	61	20	100	93	25	88
30	14	70	62	20	94	94	25	82
31	15	100	63	20	88	95	25	76
32	15	94	64	20	82	96	25	70

Fonte: Elaborado pela autora

Figura 66: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #13 a #24



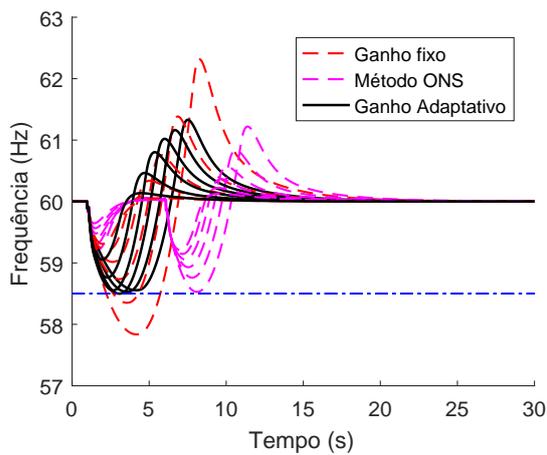
(a) Casos #13 a #18 - Potência de saída do GIDA igual a 12MW.



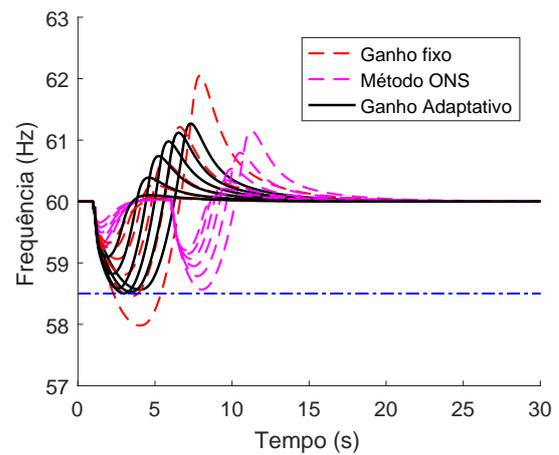
(b) Casos #19 a #24 - Potência de saída do GIDA igual a 13MW.

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 67: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #25 a #36



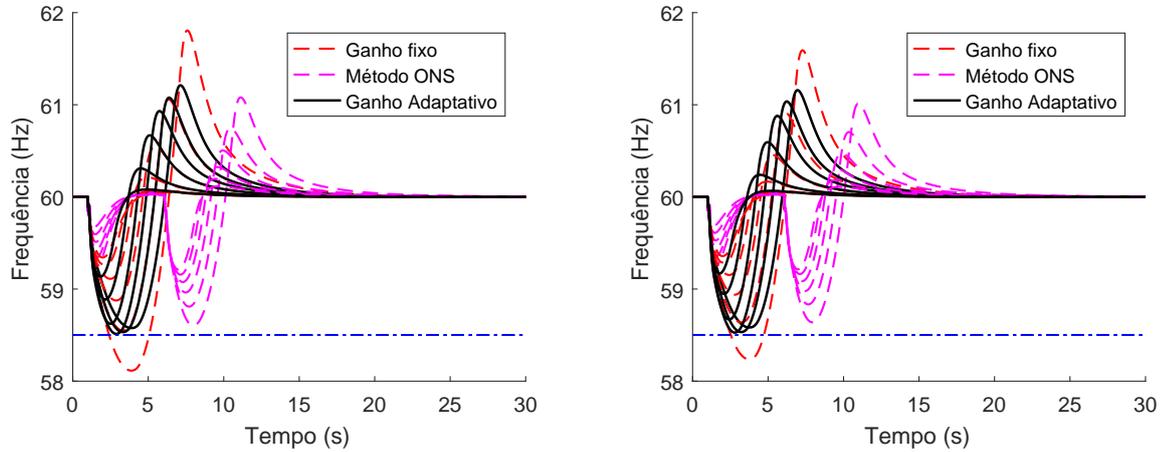
(a) Casos #25 a #30 - Potência de saída do GIDA igual a 14MW.



(b) Casos #31 a #36 - Potência de saída do GIDA igual a 15MW.

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 68: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #37 a #48

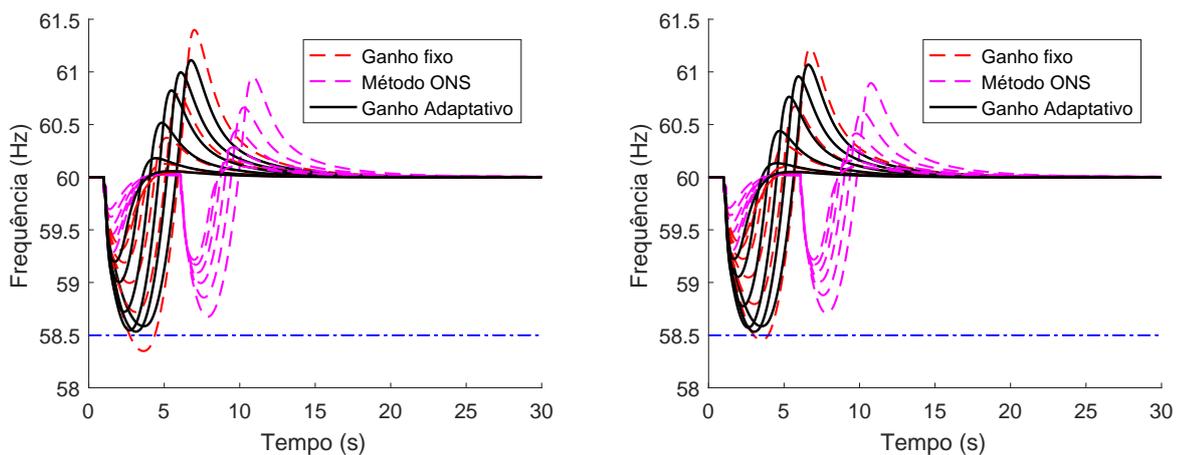


(a) Casos #37 a #42 - Potência de saída do GIDA igual a 16MW.

(b) Casos #43 a #48 - Potência de saída do GIDA igual a 17MW.

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 69: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #49 a #60

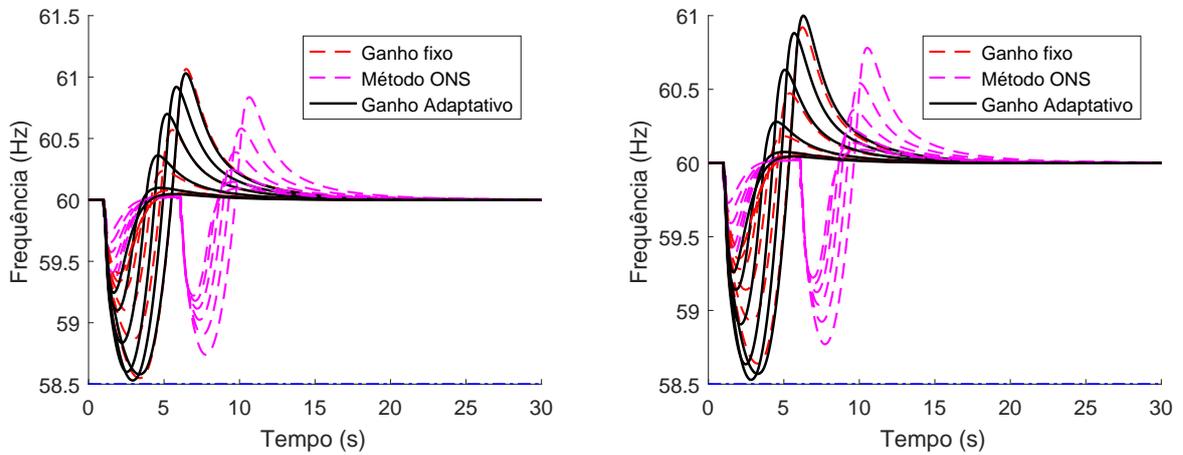


(a) Casos #49 a #54 - Potência de saída do GIDA igual a 18MW.

(b) Casos #55 a #60 - Potência de saída do GIDA igual a 19MW.

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 70: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #61 a #72

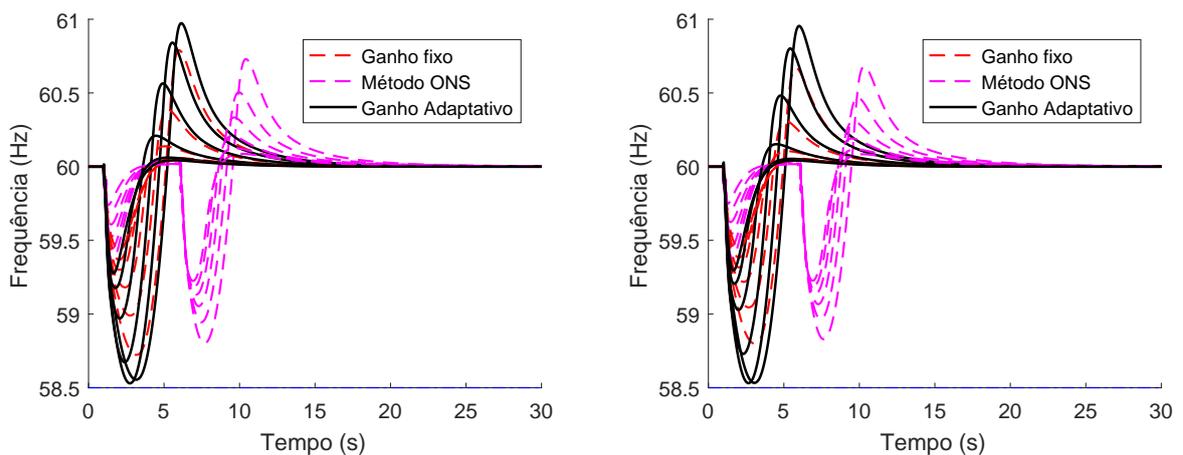


(a) Casos #61 a #66 - Potência de saída do GIDA igual a 20MW.

(b) Casos #67 a #72 - Potência de saída do GIDA igual a 21MW.

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 71: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #73 a #84

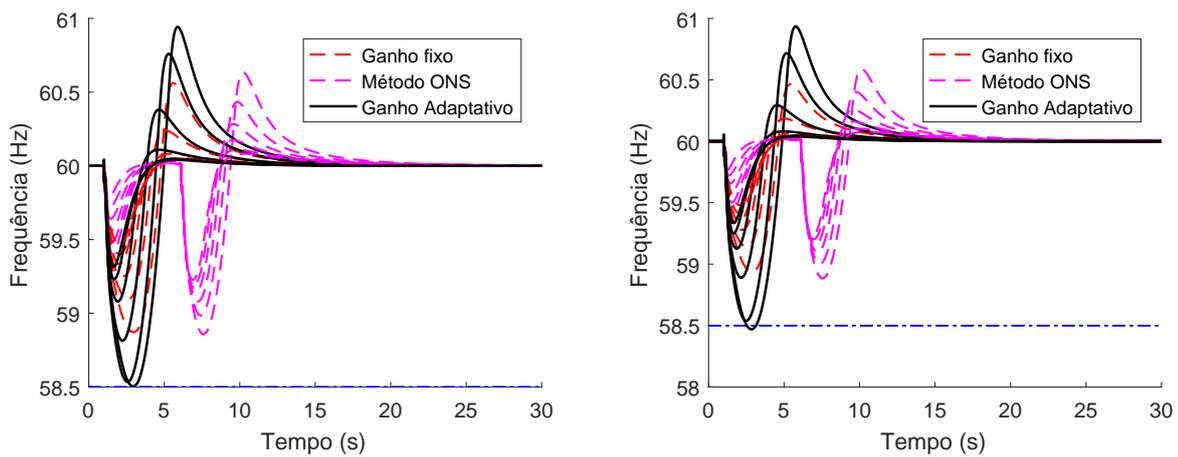


(a) Casos #73 a #78 - Potência de saída do GIDA igual a 22MW.

(b) Casos #79 a #84 - Potência de saída do GIDA igual a 23MW.

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 72: Resposta dinâmica da frequência após ilhamento para as simulações dos casos #85 a #96



(a) Casos #85 a #90 - Potência de saída do GIDA igual a 24MW.

(b) Casos #91 a #96 - Potência de saída do GIDA igual a 25MW.

Fonte: Elaborada pela autora